

# **SKRIPSI**

## **OPTIMASI DAYA REAKTIF DENGAN MENGGUNAKAN METODE *DIFFERENTIAL EVOLUTION* PADA SALURAN TRANSMISI 150 KV PAITON - BALI**



*Disusun Oleh:*

**MUHAMMAD DWI CHANDRA PUTRA  
01.12.003**

**INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1  
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK**

**SEPTEMBER 2008**

# **SKRIPSI**

## **OPTIMASI DAYA REAKTIF DENGAN MENGGUNAKAN METODE *DIFFERENTIAL EVOLUTION* PADA SALURAN TRANSMISI 150 KV PAITON – BALI**



*Disusun Oleh:*

**MUHAMMAD DWI CHANDRA PUTRA  
01.12.003**



**INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1  
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK**

**SEPTEMBER 2008**

## LEMBAR PERSETUJUAN

### OPTIMASI DAYA REAKTIF DENGAN MENGGUNAKAN METODE *DIFFERENTIAL EVOLUTION* PADA SALURAN TRANSMISI 150 KV PAITON – BALI

#### SKRIPSI

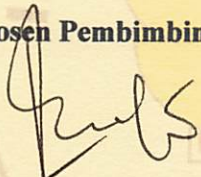
*Disusun Guna Melengkapi dan Memenuhi Syarat-Syarat  
Mencapai Gelar Sarjana Teknik*

Disusun Oleh :

**MUHAMMAD DWI CHANDRA PUTRA**  
NIM : 01.12.003

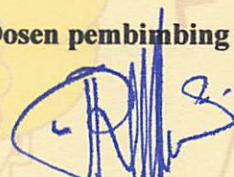
Diperiksa dan disetujui,

Dosen Pembimbing I,



**Ir. Eko Nurcahyo**  
NIP. Y. 102 870 072

Dosen pembimbing II,



**Irrine Budi S, ST, MT**  
NIP. 132 314 400



Mengetahui,  
Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1

**Ir.F.Yudi Limpraptono, MT**  
NIP.Y. 103 950 0274

**JURUSAN TEKNIK ELEKTRO  
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK S-1  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
2008**



## **A B S T R A K S I**

### **OPTIMASI DAYA REAKTIF DENGAN MENGGUNAKAN METODE DIFFERENTIAL EVOLUTION PADA SALURAN TRANSMISI 150 KV PAITON – BALI**

**M. Dwi. Chandra. P , 01.12.003, Teknik Elektro Energi Listrik S-1, ITN 2008**  
**Dosen Pembimbing I: Ir. Eko Nurcahyo, Dosen pembimbing II: Irrene Budi S.ST.MT.**

***Kata Kunci : Differential Evolution, Optimasi Daya Reaktif, Sistem Transmisi***

Perlunya optimasi pada sumber daya reaktif untuk saluran transmisi telah lama diakui. Jika sumber daya investasi terbatas, bermacam-macam solusi, misal: level tegangan, jumlah suplay daya reaktif dan seterusnya. Dapat berdampak pada jumlah sasaran, misal : rugi-rugi transmisi, faktor daya, profil tegangan dan sebagainya. Seiring dengan meningkatnya beban –beban induktif, maka daya reaktif yang ada pada jaringan akan semakin besar yang selanjutnya akan memperbesar komponen rugi – rugi daya, disamping itu dapat memperburuk kondisi tegangan.

Analisa optimasi daya reaktif menggunakan metode *Differential Evolution* dapat menjadi salah satu alternatif untuk mengoptimalkan daya reaktif pada saluran transmisi 150 kV Paiton – Bali. Skripsi ini akan membahas Bagaimana Menentukan besar kapasitas kapasitor yang akan digunakan pada bus yang ada pada saluran transmisi 150 kV sub sistem Paiton – Bali, yang nantinya dapat diterapkan oleh pemerintah khususnya PT. PLN (Persero), sehingga dapat menambah keandalan bagi PLN sebagai perusahaan penyedia energi listrik di Indonesia.

Dengan menggunakan data jaringan pada saluran transmisi 150 kV sub sistem Paiton – Bali, di peroleh hasil perhitungan untuk besar kapasitas kapasitor yaitu pada bus #5 dengan kapasitas 45,00 MVar, dan bus #6 dengan kapasitas 5,00 Mvar. Dengan Setting tegangan aman pada bus generator : bus #1 dari tegangan 1.024 p.u menjadi 1.044 p.u, bus #12 dari tegangan 0.99 p.u menjadi 0.97 p.u, bus #20 dari tegangan 0.95 p.u menjadi 0.96 p.u, bus #21 dari tegangan 0.95 p.u menjadi 0.96 p.u. Sehingga diperoleh pengurangan rugi daya sebesar  $6.187 + j 9.83$  MVA .



## KATA PENGANTAR

Dengan mengucapkan puji syukur kehadirat Allah SWT yang telah memberikan rahmat dan hidayahNya, sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini dengan sebaik-baiknya.

Skripsi yang berjudul “ **OPTIMASI DAYA REAKTIF DENGAN MENGGUNAKAN METODE *DIFFERENTIAL EVOLUTION* PADA SALURAN TRANSMISI 150 KV PAITON – BALI** “ tersusun atas bantuan berbagai pihak. Untuk itu penulis menghaturkan terima kasih yang mendalam kepada:

1. Bapak Prof. DR. Ir. Abraham Lomi, MSEE. selaku Rektor Institut Teknologi Nasional Malang.
2. Bapak Ir. Mochtar Asroni, MSME. selaku Dekan FTI ITN Malang.
3. Bapak Ir. F. Yudi Limpraptono, MT. selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1 Institut Teknologi Nasional Malang.
4. Bapak Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT. selaku Sekretaris Jurusan Teknik Elektro S-1 Institut Teknologi Nasional Malang.
5. Bapak Ir. Eko Nurcahyo dan Ibu Irrine Budi S, ST, MT. selaku Dosen Pembimbing.
6. Bapak Ir. Teguh Herbasuki, MT. dan Bapak Bambang Prio H. ST, MT. selaku dosen penguji ujian skripsi.
7. Bapak Choirul, Bapak Hadi, Ibu Endang, Ibu Sri dan seluruh staf PT. PLN (Persero) P3B Jawa-Bali atas kerja samanya.

8. Bapak dan Ibuku tercinta, dimana do'a restu selalu mengiringi setiap langkah yang penyusun jalani serta dukungan moril dan materil yang tak terhingga, pengorbananmu tiada tara pah...mah. Serta abang dan ade2ku yang sangat berarti dalam kehidupan penyusun.
9. To My special one...Eka Yuliani, SE....you are my everything.
10. Teman-teman di jurusan Teknik Elektro / Energi Listrik Institut Teknologi Nasional Malang, terutama angkatan 2001 dan 2000 yang telah membantu dalam penyelesaian skripsi ini.

Penyusun menyadari sepenuhnya akan segala kekurangan yang ada dalam penyusunan skripsi ini, maka dengan kerendahan hati penyusun mengharapkan kritik dan saran demi penyempurnaan skripsi ini.

Akhirnya penyusun berharap semoga dalam skripsi ini dapat membantu serta bermanfaat bagi rekan-rekan mahasiswa khususnya pada jurusan Teknik Elektro Energi Listrik.

Malang, September 2008

Penulis

## DAFTAR ISI

Halaman :

<b>HALAMAN JUDUL .....</b>	<b>i</b>
<b>LEMBAR PERSETUJUAN .....</b>	<b>ii</b>
<b>ABSTRAKSI.....</b>	<b>iii</b>
<b>KATA PENGANTAR .....</b>	<b>iv</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>vi</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>xi</b>
<b>DAFTAR TABEL.....</b>	<b>xiii</b>
<b>DAFTAR GRAFIK .....</b>	<b>xv</b>
<b>BAB I    PENDAHULUAN .....</b>	<b>1</b>
1.1.    Latar Belakang .....	1
1.2.    Rumusan Masalah .....	2
1.3.    Tujuan.....	2
1.4.    Batasan Masalah.....	3
1.5.    Metodologi Penelitian .....	3
1.6.    Sistematika Pembahasan .....	4
<b>BAB II    SISTEM TENAGA LISTRIK .....</b>	<b>6</b>
2.1.    Sistem Tenaga Listrik.....	6
2.2.    Saluran Transmisi .....	7
2.2.1. Konstanta Pada Saluran Transmisi.....	8



2.2.2. Saluran Transmisi Pendek .....	9
2.2.3. Saluran Transmisi Menengah .....	10
2.2.4. Saluran Transmisi Panjang .....	11
2.3. Daya Dalam Sistem Tenaga Listrik .....	12
2.3.1. Daya Aktif ( <i>Active Power</i> ) .....	13
2.3.2. Daya Reaktif ( <i>Reactive Power</i> ) .....	13
2.3.3. Daya Semu ( <i>Apparent Power</i> ) .....	14
2.4. Sistem Per- Unit .....	15
2.5. Mengubah Dasar Sistem Per-Unit .....	16
2.6. Pengaruh Daya Reaktif Terhadap Tegangan .....	17
2.7. Pengaturan Tegangan dan Daya Reaktif .....	19
2.8. Pengaturan Eksitasi Generator .....	19
2.9. Reaktor Shunt .....	21
2.10. Kapasitor Shunt .....	22
2.11. Pengurangan Rugi Daya Dengan Kapasitor Shunt .....	24
2.12. Perbaikan Tegangan. ....	26
2.13. Perbaikan Faktor Daya dan Kenaikan Kapasitas Sistem .....	27
2.14. Perhitungan Pengaruh Perbaikan Faktor Daya .....	29
2.15. Evolusi Differensial (DE) .....	31

<b>BAB III OPTIMASI DAYA REAKTIF DENGAN MENGGUNAKAN METODE <i>DIFFERENTIAL EVOLUTION</i> .....</b>	<b>31</b>
3.1. Analisa Aliran Daya .....	31

3.1.1. Klasifikasi Bus .....	32
3.1.2. Metode Newton Raphson .....	33
3.2. Rumusan Masalah Perencanaan Daya Reaktif .....	36
3.3. Algoritma Program. ....	38
3.3.1. Algoritma Aliran Daya Newton Rhapsn .....	38
3.3.2. Algoritma <i>Differential Evolution</i> .....	39
3.3.3. Algoritma Inner Layer .....	40
3.4. Flowchart Program. ....	41
3.4.1. Flowchart Aliran Daya Newton Rhapsn.....	41
3.4.2. Flowchart <i>Differential Evolution</i> .....	42
3.4.3. Flowchart Inner Layer. ....	43
3.5. Validasi Data IEEE 30.....	44
3.5.1. Data IEEE 30 Bus.....	44

#### **BAB IV OPTIMASI DAYA REAKTIF DENGAN MENGGUNAKAN METODE *DIFFERENTIAL EVOLUTION* PADA SALURAN TRANSMISI 150 KV PAITON – BALI..... 47**

4.1. Program Komputer Optimisasi Daya Reaktif Dengan Menggunakan Metode <i>Differential Evolution</i> Pada Saluran Transmisi 150 KV Paiton - Bali .....	47
4.2. Hasil Validasi IEEE 30 Dengan Menggunakan Metode <i>Differential Evolution</i> .....	47
4.3. Sistem Transmisi 150 kV Sub Sistem Paiton-Bali .....	51

4.3.1.	Data Pembangkitan dan Pembebanan 150 kV Sub Sistem Paiton-Bali .....	54
4.3.2.	Data Saluran Transmisi 150 kV Sub Sistem Paiton-Bali .....	56
4.3.3.	Prosedur Pelaksanaan Program Perhitungan.....	58
4.4.	Hasil Perhitungan Optimasi Daya Reaktif Menggunakan Metode <i>Differential Evolution</i> Pada Saluran Transmisi 150 kV Sub Sistem Paiton dan Bali .....	67
4.4.1.	Hasil Perhitungan Kondisi Awal .....	67
4.4.2.	Hasil Perhitungan Kondisi Akhir .....	73
4.5.	Hasil Analisa Menggunakan Metode <i>Differential Evolution</i> .....	79
4.5.1.	Setting Program Besar Kapasitas Kapasitor.....	79
4.5.2.	Setting Program Pada Tegangan Generator .....	80
4.6.	Analisa Hasil Perhitungan Sebelum dan Setelah Optimasi Daya Reaktif Menggunakan Metode <i>Differential Evolution</i> .....	81
4.6.1.	Perbandingan Total Daya Aktif Pembangkitan, Pembebanan dan Rugi-rugi Saluran .....	81
4.6.2.	Perbandingan Tingkat Tegangan dan Sudut Tegangan Pada Tiap Bus .....	82
4.6.3.	Perbandingan Aliran Daya Tiap Bus.....	85
4.6.4.	Perbandingan Tingkat Rugi Daya Aktif dan Daya Reaktif Pada Saluran Transmisi.....	87



<b>BAB V</b>	<b>KESIMPULAN .....</b>	<b>88</b>
5.1.	Kesimpulan.....	88
5.2.	Saran – saran.....	89
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>		<b>90</b>
<b>LAMPIRAN</b>		

## DAFTAR GAMBAR

Halaman:

Gambar 2.1. Rangkaian Setara Saluran transmisi .....	7
Gambar 2.2. Rangkaian Setara Saluran Transmisi Pendek .....	9
Gambar 2.3. Rangkaian Setara Saluran Transmisi Menengah .....	10
Gambar 2.4. Diagram Skema Saluran Transmisi Panjang .....	11
Gambar 2.5. Representasi Segitiga Daya .....	14
Gambar 2.6. Aliran Daya Melalui Saluran Pendek .....	17
Gambar 2.7. Perubahan Tegangan Sebagai Fungsi Aliran Daya Reaktif .....	18
Gambar 2.8. Eksitasi Generator .....	20
Gambar 2.9. Kapasitor Pada Simpul Beban .....	23
Gambar 2.10. Diagram Kapasitor Sebelum Dihubung Dengan Saklar Tertutup. ..	24
Gambar 2.11. Saluran Primer Dengan Beban Terpusat .....	24
Gambar 2.12. Vektor Arus dan Tegangan Sebelum dan Setelah Pemasangan Kapasitor. ....	25
Gambar 2.13. Diagram Vektor Pada Rangkaian Dengan PF Lagging dan Tanpa Kapasitor Shunt dan Dengan Kapasitor Shunt .....	26
Gambar 2.14. Perbaikan Faktor Daya .....	28
Gambar 2.15. Diagram Fazor Dan Sudut Faktor Daya .....	29
Gambar 2.16. Skema Vektor Parameter .....	35
Gambar 3.1. Flowchart Aliran Daya <i>Newton Raphson</i> .....	41
Gambar 3.2. Flowchart Algoritma <i>Differential Evolution</i> .....	42

Gambar 3.3. <i>Flowchart Inner Layer</i> .....	43
Gambar 4.1. Tampilan Parameter <i>Differential Evolution</i> .....	47
Gambar 4.2. Tampilan Parameter <i>Objective Function</i> .....	48
Gambar 4.3. Tampilan Hasil <i>Loadflow</i> Akhir.....	48
Gambar 4.4. Hasil Validasi IEEE 30 Bus .....	49
Gambar 4.5. Diagram Segaris Jaringan Sistem Transmisi Listrik 150 kV Paiton - Bali.....	52
Gambar 4.6. Tampilan Menu Utama Program .....	58
Gambar 4.7. Tampilan Data Program .....	59
Gambar 4.8. Tampilan <i>Loadflow</i> Awal.....	59
Gambar 4.9. Tampilan Aliran Daya Hasil Perhitungan <i>Loadflow</i> Awal .....	60
Gambar 4.10. Tampilan <i>Summary</i> Pada Kondisi Awal .....	60
Gambar 4.11. Tampilan Parameter <i>Differential Evolution</i> . .....	61
Gambar 4.12. Tampilan <i>Objective Function</i> .....	61
Gambar 4.13. Tampilan <i>Loadflow</i> akhir .....	62
Gambar 4.14. Tampilan Aliran Daya Tiap Bus Pada Kondisi Akhir.....	62
Gambar 4.15. Tampilan <i>Summary</i> Pada Kondisi Akhir.....	63
Gambar 4.16. Tampilan Perbandingan Tegangan Tiap Bus .....	64
Gambar 4.17. Tampilan Grafik <i>Differential Evolution</i> .....	65
Gambar 4.18. Tampilan Hasil Program .....	66



Gambar 4.3. Function Parameter Paper .....	43
Gambar 4.1. Tampilan Parameter Differential Evolution .....	47
Gambar 4.2. Tampilan Parameter Objective Function .....	48
Gambar 4.3. Tampilan Hasil Koefisien Akhir .....	48
Gambar 4.4. Hasil Validasi IEEE 30 Bus .....	49
Gambar 4.5. Diagram Segaris Jaringan Sistem Transmisi Listrik 150 KV Paiton - Bali .....	52
Gambar 4.6. Tampilan Menu Utama Program .....	58
Gambar 4.7. Tampilan Data Program .....	59
Gambar 4.8. Tampilan Koefisien Awal .....	59
Gambar 4.9. Tampilan Aliran Daya Hasil Perhitungan Koefisien Awal .....	60
Gambar 4.10. Tampilan Summary Pada Kondisi Awal .....	60
Gambar 4.11. Tampilan Parameter Differential Evolution .....	61
Gambar 4.12. Tampilan Objective Function .....	61
Gambar 4.13. Tampilan Koefisien Akhir .....	62
Gambar 4.14. Tampilan Aliran Daya Tipe Bus Pada Kondisi Akhir .....	62
Gambar 4.15. Tampilan Summary Pada Kondisi Akhir .....	63
Gambar 4.16. Tampilan Perbandingan Tegangan Tipe Bus .....	64
Gambar 4.17. Tampilan Grafik Differential Evolution .....	65
Gambar 4.18. Tampilan Hasil Program .....	66

## DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Data Bus IEEE 30 .....	44
Tabel 3.2	Data Saluran Impedansi IEEE 30.....	45
Tabel 4.1	Perbandingan Data Jurnal Dengan Hasil Pengujian.....	49
Tabel 4.2	Data IEEE Hasil Uji Validasi.....	50
Tabel 4.3	Penomoran Bus 150 kV Sub Sistem Paiton - Bali .....	53
Tabel 4.4	Data Pembangkitan Dan Pembebanan 150 kV Sub Sistrem Paiton - Bali .....	55
Tabel 4.5	Data Saluran Transmisi 150 kV Sub Sistem Paiton - Bali.....	56
Tabel 4.6	Hasil Perhitungan Tegangan, Sudut Tegangan, Pembangkitan Dan Pembebanan Pada Kondisi Awal .....	67
Tabel 4.7	Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran Pada Kondisi Awal .....	69
Tabel 4.8	Total Pembangkitan, Pembebanan, dan Rugi-rugi Saluran Pada Kondisi Awal .....	71
Tabel 4.9	Hasil Perhitungan Daya Yang Di Bangkitkan Pada Kondisi Awal .....	71
Tabel 4.10	Hasil Perhitungan Tegangan, Sudut Tegangan, Pembangkitan dan Pembebanan Pada Kondisi Akhir .....	73
Tabel 4.11	Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran Pada Kondisi Akhir .....	75

Tabel 4.12	Total Pembangkitan, Pembebanan, dan Rugi-rugi Saluran Pada Kondisi Akhir.....	76
Tabel 4.13	Hasil Perhitungan Daya Yang Di Bangkitkan Pada Kondisi Akhir .....	77
Tabel 4.14	Besar Kapasitas Kapasitor.....	79
Tabel 4.15	Setting Tegangan Generator.....	80
Tabel 4.16	Perbandingan Total Daya Aktif Pembangkitan, Pembebanan, dan Rugi-rugi Saluran Pada Kondisi Awal dan Kondisi Akhir .....	81
Tabel 4.17	Perbandingan Tingkat Tegangan dan Sudut Tegangan Pada Tiap Bus.....	82
Tabel 4.18	Perbandingan Aliran Daya Pada Tiap Bus.....	85



## **DAFTAR GRAFIK**

<b>Grafik 4.1</b>	<b>Hasil Perhitungan Daya Yang Di Bangkitkan Tiap Unit</b>	
	<b>Pembangkit Pada Kondisi Awal.....</b>	<b>72</b>
<b>Grafik 4.2</b>	<b>Hasil Perhitungan Daya Yang Di Bangkitkan Tiap Unit</b>	
	<b>Pembangkit Pada Kondisi Akhir .....</b>	<b>77</b>
<b>Grafik 4.3</b>	<b>Perbandingan Total Daya Aktif Pembangkitan, Pembebanan,</b>	
	<b>dan Rugi-Rugi Saluran Pada Kondisi Awal dan Kondisi Akhir .....</b>	<b>81</b>
<b>Grafik 4.4</b>	<b>Perbandingan Profil Tegangan .....</b>	<b>84</b>
<b>Grafik 4.5</b>	<b>Perbandingan Rugi Daya .....</b>	<b>87</b>

BAB  
I

## **BAB I**

### **PENDAHULUAN**

#### **1.1. Latar Belakang**

Dengan meningkatnya usaha di sektor industri dan meningkatnya taraf hidup masyarakat maka kebutuhan akan energi listrik semakin meningkat pula, sehingga diperlukan penyediaan energi listrik yang baik dan keandalan penyaluran tegangan. Dalam penyediaan tenaga listrik bagi para pelanggan, tegangan yang konstan merupakan salah satu syarat utama yang harus dipenuhi, hal ini disebabkan beberapa faktor diantaranya adalah panjang saluran transmisi, adanya gangguan dan adanya beban – beban induktif yang menyebabkan timbulnya daya reaktif sehingga menyebabkan jatuh tegangan dan naiknya rugi – rugi daya, sehingga memperbesar komponen rugi – rugi daya dan dapat memperburuk profil tegangan pada jaringan transmisi.

Permasalahan besarnya rugi-rugi daya di saluran menjadi perhatian utama khususnya pada saluran transmisi 150 KV Paiton – Bali yang mengalami rendahnya profil tegangan pada beberapa bus sistem Paiton – Bali yang sudah mengalami kejenuhan sistem. Melihat keadaan yang demikian perlu adanya Pengoptimisasian dalam sistem tenaga listrik. Optimasi daya reaktif yang tepat dalam sistem bisa menghasilkan kondisi optimum, yaitu kondisi dengan rugi-rugi transmisi yang minimum dan mampu memperbaiki profil tegangan sistem.

Pada skripsi ini di usulkan pendekatan baru untuk memecahkan masalah sistem ketenagalistrikan pada sistem 150 kv Paiton – Bali dengan menggunakan metode *Differential Evolution*, yang dapat menjadi salah satu alternatif untuk

## BAB I PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Dengan meningkatnya usaha di sektor industri dan meningkatnya taraf hidup masyarakat maka kebutuhan akan energi listrik semakin meningkat pula sehingga diperlukan penyediaan energi listrik yang baik dan kecukupan penyediaan tenaga. Dalam penyediaan tenaga listrik bagi para pelanggan, tegangan yang konstan merupakan salah satu syarat utama yang harus dipenuhi. Hal ini disebabkan beberapa faktor diantaranya adalah panjang saluran transmisi adanya gangguan dan adanya beban – beban induktif yang menyebabkan timbulnya daya reaktif sehingga menyebabkan jangkam tegangan dan nilainya rugi – rugi daya sehingga memperbesar konbosen rugi – rugi daya dan dapat memperburuk profil tegangan pada jaringan transmisi.

Pemastanahan besarnya rugi-rugi daya di saluran menjadi perhatian utama khususnya pada saluran transmisi 120 KV Paton – Bali yang mengalami rendahnya profil tegangan pada beberapa bus sistem Paton – Bali yang sudah mengalami kejenuhan sistem. Melalui keadaan yang demikian perlu adanya peng-optimisasian dalam sistem tenaga listrik. Optimasi daya reaktif yang tepat dalam sistem bisa menghasilkan kondisi optimum, yaitu kondisi dengan rugi-rugi transmisi yang minimum dan mampu memperbaiki profil tegangan sistem.

Pada skripsi ini di usulkan pendekatan baru untuk memecahkan masalah sistem tenaga listrik pada sistem 120 KV Paton – Bali dengan menggunakan metode Differential Evolution yang dapat menjadi salah satu alternatif untuk

memecahkan beberapa permasalahan di saluran transmisi 150 kV Paiton – Bali untuk menghasilkan kualitas sistem tenaga listrik yang baik.

### 1.2. Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang di atas, maka dapat dirumuskan permasalahan yaitu :

- Menentukan besar kapasitas kapasitor pada saluran transmisi 150 kV menggunakan metode *Differential Evolution* ?
- Profil tegangan yang didapat ?
- Berapa rugi-rugi daya pada saluran transmisi 150 kV menggunakan metode *Differential Evolution*.

### 1.3. Tujuan

Adapun tujuan dalam penulisan skripsi ini adalah :

Menentukan besar kapasitas kapasitor yang akan digunakan pada saluran transmisi 150 kv Paiton-Bali, profil tegangan yang didapat serta rugi - rugi daya.

### 1.4. Batasan Masalah

Agar permasalahan mengarah sesuai dengan tujuan, maka pembahasan skripsi dibatasi oleh hal – hal sebagai berikut :

- Menentukan besar kapasitas kapasitor yang akan digunakan pada saluran 150 kV Paiton-Bali menggunakan metode *Differential Evolution*.

- Analisa aliran daya dengan Metode *Newton – Raphson*.
- Tidak membahas penyebab gangguan.
- Tidak membahas kontrol dan proteksi yang digunakan pada kapasitor tersebut.
- Tidak membahas biaya.
- Analisa menggunakan program Delphi 7.
- Diasumsikan nilai faktor daya sebesar 0.85.

### **1.5. Metodologi Penelitian**

Metode yang digunakan dalam pembahasan proposal ini dilakukan dengan langkah – langkah sebagai berikut :

#### **1. Studi Literatur**

Yaitu kajian pustaka yang mempelajari teori–teori yang terkait melalui literatur yang telah ada, yang berhubungan dengan permasalahan.

#### **2. Pengumpulan Data**

Bentuk data yang digunakan :

- a. Data Kuantitatif, yaitu data yang dapat dihitung atau data yang berbentuk angka – angka.
- b. Data Kualitatif, yaitu data yang berbentuk diagram.

#### **3. Simulasi dan pembahasan masalah**

Menggunakan analisa perhitungan yang disimulasi dengan menggunakan metode *Differential Evolution* pada komputer dengan bahasa pemrograman *Borland Delphi* versi 07.

## **1.6. Sistematika Pembahasan**

Penulisan laporan skripsi ini terdiri atas beberapa bab dan sub bab yang tersusun dengan sistematika sebagai berikut :

### **BAB 1 PENDAHULUAN**

Berisikan Latar belakang, Rumusan Masalah, Tujuan, Batasan Masalah, Metodologi Penelitian, dan Sistematika Penulisan.

### **BAB II SISTEM TENAGA LISTRIK**

Berisi antara lain tentang pengenalan sistem tenaga listrik, kapasitor shunt, perbaikan tegangan, perbaikan faktor daya dan kenaikan kapasitas sistem, pengaruh perbaikan faktor daya.

### **BAB III OPTIMASI DAYA REAKTIF DENGAN MENGGUNAKAN METODE *DIFFERENTIAL EVOLUTION*.**

Berisi tentang aliran daya, aplikasi metode *Differential Evolution*.

### **BAB IV OPTIMASI DAYA REAKTIF DENGAN MENGGUNAKAN METODE *DIFFERENTIAL EVOLUTION* PADA SALURAN TRANSMISI 150 KV SUB SISTEM PAITON – BALI.**

Berisi tentang Program Komputer, Algoritma program dan hasil perhitungan serta analisa data dengan metode *Differential Evolution*.

### **BAB V PENUTUP**

Berisikan bab terakhir yang memuat intisari hasil pembahasan analisa dari hasil simulasi program *Borland Delphi* versi 7.0. yang berisikan kesimpulan akhir dan saran.



BAB  
II

## **BAB II**

### **TEORI DASAR**

#### **2.1. Sistem Tenaga Listrik<sup>[2]</sup>**

Tiga bagian utama sistem tenaga listrik yaitu : pusat pembangkit tenaga listrik, saluran transmisi dan sistem distribusi yang berhubungan langsung dengan konsumen. Saluran transmisi merupakan penghubung antara pusat pembangkit melalui hubungan antar sistem yang menuju sistem pada sistem yang lain.

Saluran transmisi mempunyai empat parameter yang mempengaruhi kemampuannya dalam menyalurkan daya listrik. Keempat parameter tersebut yaitu : resistansi ( $R$ ), induktansi ( $L$ ), kapasitansi ( $C$ ), serta konduktansi ( $G$ ).

Resistansi umumnya tergantung pada jenis penghantar sedangkan konduktansi menyatakan besarnya arus bocor antar penghantar, antar penghantar dengan tanah, tetapi harganya relatif kecil maka dapat diabaikan. Induktansi adalah parameter rangkaian yang menghubungkan tegangan yang diimbaskan oleh perubahan fluksi akibat perubahan arus, sedangkan kapasitansi suatu saluran transmisi timbul akibat adanya beda potensial antara penghantar dengan tanah, dalam hal ini kapasitansi menyebabkan penghantar bermuatan seperti yang terjadi pada pelat kapasitor.

Impedansi seri terbentuk dari resistansi dan induktansi yang terbagi merata sepanjang saluran. Sedangkan konduktansi dan kapasitansi terdapat diantara penghantar-penghantar dari saluran fasa tunggal atau diantara penghantar dengan netral dari suatu saluran berfasa tiga membentuk admitansi paralel.

## TEORI DASAR BAB II

### 2.1. Sistem Tenaga Listrik<sup>[2]</sup>

Tiga bagian utama sistem tenaga listrik yaitu : pusat pembangkit tenaga listrik, saluran transmisi dan sistem distribusi yang berhubungan langsung dengan konsumen. Saluran transmisi merupakan hubungan antara pusat pembangkit melalui hubungan antar sistem yang menjadi sistem pada sistem yang lain.

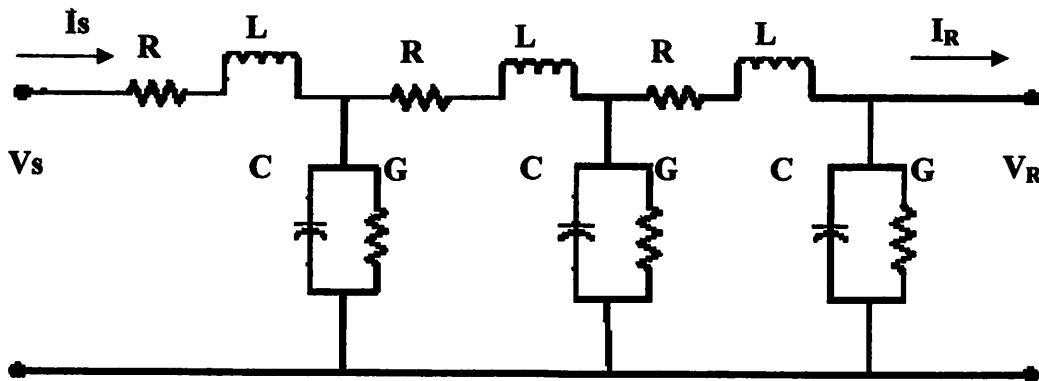
Saluran transmisi merupakan empat parameter yang mencakup nilai kemampuan daya dalam menyalurkan daya listrik. Keempat parameter tersebut yaitu : resistansi (R), induktansi (L), kapasitansi (C) serta konduktansi (G).

Resistansi umumnya tergantung pada jenis penghantar sedangkan konduktansi menyatakan besarnya arus bocor antar penghantar antar penghantar dengan tanah, tetapi besarnya relatif kecil maka dapat diabaikan. Induktansi adalah parameter rangkaian yang menghubungkan tegangan yang diinduksikan oleh perubahan fluksi akibat perubahan arus, sedangkan kapasitansi suatu saluran transmisi timbul akibat adanya beda potensial antara penghantar dengan tanah. dalam hal ini kapasitansi menyebabkan penghantar bermuatan seperti yang terjadi pada bola kapasitor.

Impedansi seri terbentuk dari resistansi dan induktansi yang terdapat antara penghantar saluran. Sedangkan konduktansi dan kapasitansi terdapat diantara penghantar-penghantar dari saluran fase tunggal akan diantar penghantar dengan netral dari suatu saluran bertiga maka membentuk admittansi paralel.

## 2.2. Saluran Transmisi<sup>[3]</sup>

Tenaga listrik yang dibangkitkan disalurkan melalui saluran transmisi. Saluran-saluran transmisi ini membawa tenaga listrik dari pusat-pusat tenaga listrik ke pusat-pusat beban. Suatu saluran transmisi tenaga listrik mempunyai empat parameter yang mempengaruhi kemampuan untuk berfungsi sebagai bagian dari sistem tenaga, yaitu resistansi, induktansi, kapasitansi, dan konduktansi. Keempat parameter saluran transmisi tersebut merata disepanjang saluran transmisi. Parameter-parameter tersebut sangat berpengaruh terhadap tegangan bus dan aliran daya yang mengalir pada saluran tersebut. Gambar 2.1 menunjukkan rangkaian yang setara dengan saluran transmisi.



Gambar 2.1.  
Rangkaian Setara Saluran Transmisi

### 2.2.1. Konstanta Pada Saluran Transmisi<sup>[3]</sup>

#### 1. Resistansi

Resistansi pada sebuah penghantar sebanding dengan panjang kawat dan terbalik dengan luas penampangnya, hal ini dapat dilihat dari persamaan dibawah ini :

$$R = \rho \frac{l}{A} \Omega \dots\dots\dots (2.1)$$

Dimana :  $R$  = Resistansi saluran (ohm)

$\rho$  = Resistivitas saluran (ohm-m)

$l$  = Panjang saluran (m)

$A$  = Luas penampang ( $m^2$ )

#### 2. Induktansi

Induktansi rata – rata per fasa adalah :

$$L = 2.10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \text{ H/m} \dots\dots\dots (2.2)$$

Dimana :  $D_{eq}$  = Jarak rata – rata geometris penghantar

$D_s$  = Radius rata – rata geometris penghantar

#### 3. Kapasitansi

Kapasitansi antara dua penghantar pada saluran dua kawat didefinisikan sebagai muatan pada penghantar itu per unit beda potensial diantara keduanya. Akibat beda potensial antara penghantar (konduktor) dapat diambil persamaan sebagai berikut :

$$C = \frac{q}{v} \text{ F/m} \dots\dots\dots (2.3)$$

Dimana :  $q$  = Muatan pada saluran (C/m)

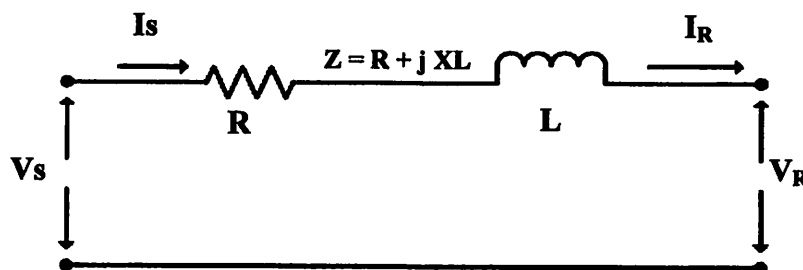
$V$  = Beda potensial antara kedua penghantar (Volt)

Menurut panjangnya, saluran transmisi dapat dikasifikasikan menjadi 3 golongan, yaitu :

1. Saluran transmisi pendek, adalah saluran yang panjangnya  $< 80$  km.
2. Saluran transmisi menengah, adalah saluran yang panjangnya 80-240 km.
3. Saluran transmisi panjang, adalah saluran yang panjangnya  $> 240$  km.

### 2.2.2. Saluran Transmisi Pendek<sup>[3]</sup>

Rangkaian ekivalen untuk saluran transmisi pendek diperlihatkan pada gambar 2.2 dimana  $I_S$  dan  $I_R$  merupakan arus pada ujung pengiriman dan ujung penerimaan. Sedangkan  $V_S$  dan  $V_R$  adalah tegangan saluran terhadap netral pada ujung pengiriman dan ujung penerimaan.



Gambar 2.2.  
Rangkaian Setara Saluran Transmisi Pendek

Karena tidak ada cabang paralel (shunt), arus pada ujung-ujung pengiriman dan penerimaan akan sama besar :

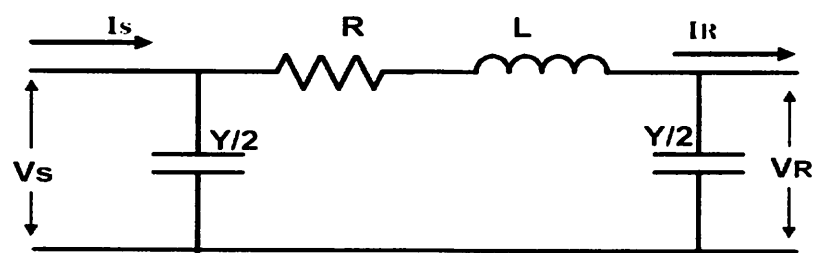
$I_S = I_R$  .....(2.4.)

Bila kondisi tegangan pada ujung penerima diketahui, maka tegangan pada ujung sisi kirim adalah :

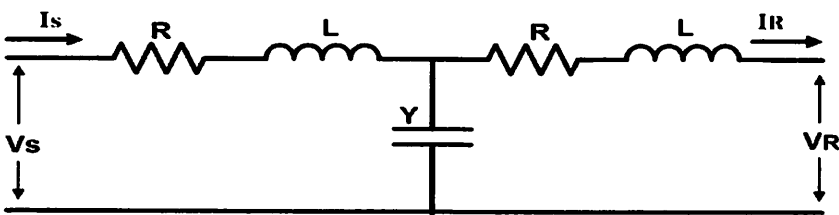
$V_S = V_R + I_R Z$ .....(2.5.)

2.2.3. Saluran Transmisi Menengah<sup>[3]</sup>

Bertambahnya saluran menyebabkan kapasitansi shunt bertambah besar dan tidak dapat diabaikan. Saluran transmisi jarak menengah pada umumnya digambarkan dengan rangkaian  $\pi$  pada atau rangkaian T, dapat dilihat pada gambar 2.3(a) dan gambar 2.3(b). Dari dua versi ini rangkaian  $\pi$  lebih umum dipakai dari pada rangkaian T.



(a) Rangkaian Ekuivalen  $\pi$



(b) Rangkaian Ekuivalen T

Gambar 2.3. Rangkaian Setara Saluran Transmisi Menengah



Untuk rangkaian  $\pi$  berlaku :

$$V_s = \left[\frac{ZY}{2} + 1\right] V_R + Z I_R \dots\dots\dots(2.6.)$$

$$I_s = \left[\frac{ZY}{4} + 1\right] Y V_R + \left[\frac{ZY}{2} + 1\right] I_R \dots\dots\dots(2.7.)$$

Untuk rangkaian T berlaku :

$$V_s = \left[\frac{ZY}{2} + 1\right] V_R + \left[\frac{ZY}{4} + 1\right] Z I_R \dots\dots\dots(2.8.)$$

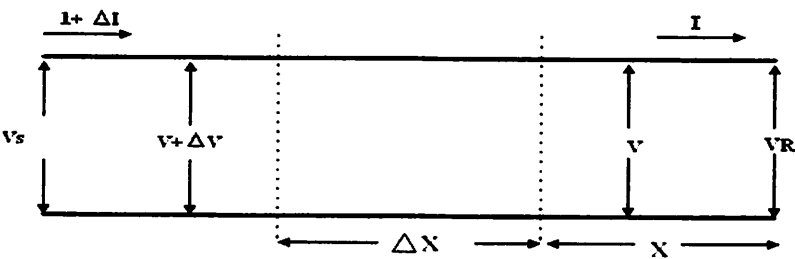
$$I_s = Y V_R + \left[\frac{ZY}{2} + 1\right] I_R \dots\dots\dots(2.9.)$$

Dimana :

- $V_s$  dan  $I_s$  = Tegangan dan Arus sisi kirim
- $V_R$  dan  $I_R$  = Tegangan dan Arus sisi terima
- $Z$  = Impedansi seri total saluran transmisi
- $Y$  = Admitansi shunt total saluran

2.2.4. Saluran Transmisi Panjang<sup>[3]</sup>

Pada saluran panjang parameter-parameter saluran tidak terpusat menjadi satu, melainkan tersebar merata diseluruh panjang saluran, dapat dilihat pada gambar 2.4.



Gambar 2.4.  
Diagram Skema Saluran Transmisi Panjang

Persamaan tegang dan arus pada setiap titik sepanjang saluran transmisi dengan jarak  $x$  dari ujung sisi terima dapat ditulis sebagai berikut :

$$V = \frac{V_R + I_R Z_C}{2} e^{yx} + \frac{V_R - I_R Z_C}{2} e^{-yx} \dots\dots\dots(2.10.)$$

$$I = \frac{\frac{V_R}{Z_C} + I_R}{2} e^{yx} + \frac{\frac{V_R}{Z_C} - I_R}{2} e^{-yx} \dots\dots\dots(2.11.)$$

Persamaan untuk saluran transmisi panjang dapat ditulis dalam bentuk hiperbola sebagai berikut :

$$V_{\infty} = V_R \cosh \tau x + I_R Z_C \sinh \tau x \dots\dots\dots(2.12.)$$

$$I_{\infty} = I_R \cosh \tau x + \frac{V_R}{Z_C} \sinh \tau x \dots\dots\dots(2.13.)$$

Dimana :

$$\tau = \text{Konstanta rambatan pada saluran} = \sqrt{ZY}$$

$$Z_c = \text{Impedansi karakteristik saluran} = \sqrt{\frac{Z}{Y}}$$

### 2.3. Daya Dalam Sistem Tenaga Listrik<sup>[2]</sup>

Dalam sistem tenaga listrik, pembangkit–pembangkit tenaga listrik harus mampu menyediakan tenaga listrik sesuai dengan permintaan beban listrik yang ada. Hal yang harus diperhatikan adalah kondisi sistem yang tetap konstan, dalam hal ini tegangan dan frekwensi harus tetap konstan karena berhubungan dengan daya. Daya listrik yang dibangkitkan dikenal dengan istilah:

### 2.3.1 Daya aktif (*Active power*)<sup>[2]</sup>

Daya aktif adalah daya terpakai, yaitu daya yang dapat dikonversikan ke bentuk lain (KW), Secara umum daya aktif dinyatakan oleh persamaan :

$$P = [ V ] [ I ] \cos \varphi \dots\dots\dots (2.14.)$$

Dimana :

V dan I nilai efektifnya.

P adalah daya rata-rata yang disebut juga daya aktif.

### 2.3.2 Daya Reaktif (*Reactive power*)<sup>[2]</sup>

Daya reaktif adalah daya yang timbul karena adanya pembentukan medan magnet pada beban-beban induktif ( KVAR ).

Persamaan daya reaktif adalah :

$$Q = [ V ] [ I ] \sin \varphi \dots\dots\dots (2.15.)$$

Kita mengenal dua macam daya reaktif, yaitu : daya reaktif induktif dan daya reaktif kapasitif, dimana keduanya memiliki tanda yang berlawanan. Daya reaktif kapasitif adalah daya listrik yang dibutuhkan oleh kapasitor yang tidak menghasilkan kerja, tetapi tersimpan dalam bentuk energi magnetis atau energi kapasitif.

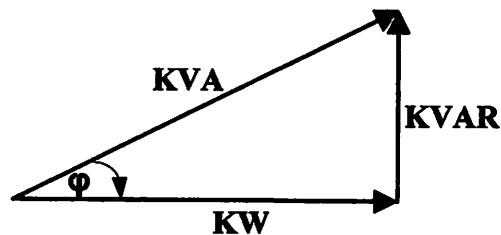
Daya reaktif induktif adalah daya listrik yang dibutuhkan untuk menghasilkan medan magnet yang dibutuhkan oleh alat-alat seperti motor induksi, transformator dan sebagainya. Tanpa daya reaktif induktif ini daya tidak dapat ditransfer kesisi sekunder dalam suatu trafo atau melalui celah udara pada motor listrik. Keseimbangan daya reaktif dalam pembangkitan harus dijaga karena

hal ini akan mempengaruhi harga tegangan yang harus dijaga pada batas – batas tertentu dari harga nominalnya.

### 2.3.3. Daya Semu ( *Apparent power* )<sup>[2]</sup>

Daya semu merupakan penjumlahan secara vektoris antara daya aktif dan daya reaktif. Selain diatas dikenal juga istilah faktor daya (*power factor*) adalah perbandingan antara daya aktif dan daya semu, sehingga dapat dirumuskan pada persamaan berikut :

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{kW}{kVA} \dots\dots\dots(2.16.)$$



Gambar 2.5.  
Representasi Segitiga Daya

Dimana :

$\cos \varphi$  = Faktor daya

KW = Daya aktif

KVA = Daya semu

KVAR = Daya reaktif

## 2.4. Sistem Per-Unit<sup>[3]</sup>

Untuk memudahkan proses perhitungan, dalam sistem tenaga listrik digunakan sistem Per-Unit (pu).

$$\text{Besaran Per-Unit} = \frac{\text{Besaran sebenarnya}}{\text{Besaran dasar}} \dots\dots\dots(2.17.)$$

Rumus-rumus yang digunakan untuk penentuan arus dasar dan impedansi dasar adalah :

### ➤ Untuk data 1 phasa

Arus dasar

$$I_d = \frac{\text{kVA dasar 1 fasa}}{\text{kV dasar L - N}} \dots\dots\dots(2.18.)$$

Impedansi dasar

$$Z_d = \frac{(\text{kV dasar L - N})^2 \times 10^{-3}}{\text{kVA dasar 1 fasa}} \dots\dots\dots(2.19.)$$

$$Z_d = \frac{(\text{kV dasar L - N})^2}{\text{MVA dasar 1 fasa}} \dots\dots\dots(2.20.)$$

### ➤ Untuk data 3 fasa

Arus dasar

$$I_d = \frac{\text{kVA dasar 3 fasa}}{\sqrt{3} \text{ kV dasar L - L}} \dots\dots\dots(2.21.)$$

Impedansi dasar

$$Z_d = \frac{(\text{kV dasar L - L})^2 \times 10^{-3}}{\text{kVA dasar 3 fasa}} \dots\dots\dots(2.22.)$$

$$Z_d = \frac{(\text{kV dasar L - L})^2}{\text{MVA dasar 3 fasa}} \dots\dots\dots(2.23.)$$

Dalam persamaan di atas nilai-nilai besaran diberikan untuk rangkaian satu fasa. Jadi tegangannya adalah tegangan antara fasa dengan tanah dan daya setiap fasa.

Setelah besaran-besaran dasar telah ditentukan maka besaran-besaran itu dinormalisasikan terhadap besaran dasar. Dengan demikian impedansi per satuan dari suatu elemen rangkaian didefinisikan sebagai berikut :

$$Z = \frac{\text{Impedansi sebenarnya } Z(\Omega)}{\text{Impedansi dasar } Z_d(\Omega)} \dots\dots\dots(2.24.)$$

**2.5 Mengubah Dasar Sistem Per-Unit<sup>[3]</sup>**

Kadang-kadang impedansi per-unit untuk suatu komponen dari suatu sistem dinyatakan menurut dasar yang berbeda dengan dasar yang dipilih untuk bagian dari sistem dimana komponen tersebut berada. Karena semua impedansi dalam bagian manapun dari suatu sistem harus dinyatakan dengan dasar impedansi yang sama, maka dalam perhitungannya kita perlu mempunyai cara untuk dapat mengubah impedansi per-unit dari suatu dasar ke dasar yang lain. Dengan mensubstitusikan impedansi dasar yang diberikan dalam persamaan (2.20.) dan (2.23.) ke dalam persamaan (2.24.) maka diperoleh:

$$Z_u = \frac{(\text{Impedansi sebenarnya, } \Omega) \cdot (\text{MVA dasar})}{(\text{Tegangan dasar, kV})^2} \dots\dots\dots(2.25.)$$

Persamaan (2.22.) memperlihatkan bahwa impedansi per-unit berbanding lurus dengan MVA dasar serta berbanding terbalik dengan kuadrat tegangan dasar. Untuk mengubah dari impedansi per-unit menurut suatu dasar yang diberikan menjadi impedansi per-unit menurut suatu dasar yang baru, dapat dipakai persamaan berikut:

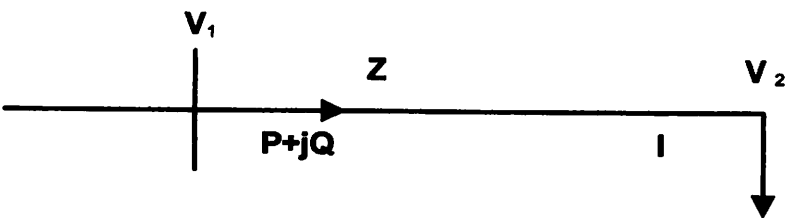
$$Z_{baru} \text{ per-unit} = Z_{diberikan} \text{ per-unit} \left( \frac{kV_{diberikan} \text{ dasar}}{kV_{baru} \text{ dasar}} \right)^2 \times \left( \frac{MVA_{baru} \text{ dasar}}{MVA_{diberikan} \text{ dasar}} \right) \dots\dots\dots (2.26.)$$

Persamaan ini tidak ada hubungannya dengan pemindahan nilai impedansi dalam ohm dari salah satu sisi transformator ke sisi yang lain.

**2.6. Pengaruh Daya Reaktif Terhadap Tegangan**

Keseimbangan daya reaktif yang dihasilkan dan digunakan harus dapat dipertahankan agar tidak terjadi perubahan tegangan. Bila besaran tegangan ini mengalami perubahan, maka daya reaktif pada simpul tersebut tidak dapat dipertahankan lagi. Ini perlu aliran daya reaktif pada sistem.

Dari gambar 2-3 dibawah ini terlihat bahwa pembangkit memberikan daya sebesar  $P + jQ$  ke beban. Misalkan  $R$  dianggap jauh lebih kecil dari  $X$ , maka resistansi saluran dapat diabaikan. Sehingga impedansi saluran dituliskan  $Z = jX$ .



Gambar 2.6  
Aliran daya Melalui saluran Pendek

Jatuh tegangan yang terjadi sepanjang saluran disebabkan oleh adanya impedansi sehingga hubungan yang terjadi :

$$V_2 = V_1 - I.Z \dots\dots\dots(2.27)$$

Karena daya yang mengalir pada simpul I adalah  $P + jQ$ , maka :



$$I = \frac{p + jQ}{V_1^*}$$

Jika  $V_1$  dipilih sebagai referensi dan dianggap mempunyai sudut nol maka persamaan menjadi :

$$I = \frac{P - jQ}{V_1} \dots\dots\dots(2.28)$$

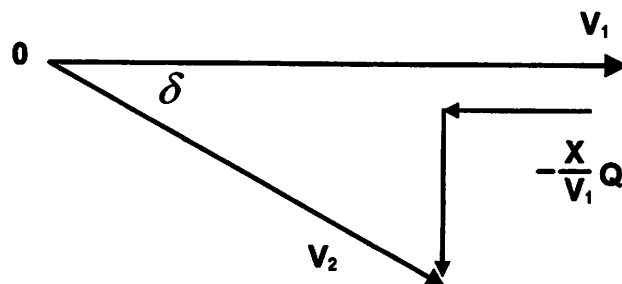
Substitusi persamaan (2-4) ke persamaan (2-5) diperoleh :

$$V_2 = V_1 - \left( \frac{P - jQ}{V_1} \cdot Z \right)$$

$$V_2 = V_1 - \left( \frac{jXP}{V_1} + \frac{XQ}{V_1} \right)$$

$$V_2 = V_1 - \frac{XQ}{V_1} - j \frac{X}{V_1} P \dots\dots\dots(2.29)$$

Persamaan diatas dapat dilihat dalam bentuk gambar sebagai berikut :



Gambar 2 .7  
Perubahan Tegangan Sebagai Fungsi aliran Daya Reaktif

Dari persamaan diatas dapat dijelaskan :

1. Perubahan daya aktif  $\Delta P$  pada dasarnya hanya mempengaruhi sudut fasa tegangan sedangkan magnitude tegangan hampir tidak berubah.

2. Perubahan daya reaktif  $\Delta Q$  pada dasarnya hanya mempengaruhi magnitudo tegangan [V] dan hampir tidak berpengaruh pada sudut fasa tegangan.

### 2.7. Pengaturan Tegangan dan Daya Reaktif

Pengaturan tegangan pada dasarnya adalah pengaturan daya reaktif pada saluran dan simpul. Sehingga untuk mempertahankan tegangan didalam batas operasi yang diinginkan perlu keseimbangan daya reaktif pada simpul tersebut.

Sebagaimana diketahui masalah tegangan dapat diakibatkan oleh pelanggaran batas atas maupun batas bawah. Jika terlalu banyak beban daya reaktif induktif (positif), misalnya pada daerah industri, maka tegangan simpul yang terlalu rendah akan jadi masalah. Ini dapat diatasi dengan memasang kapasitor shunt, *Static Var Compensation* dan sebagainya. Sebaliknya pada saat beban ringan karena pengaruh kapasitansi shunt dari saluran transmisi, maka akan ada kelebihan daya reaktif pada saluran sehingga tegangan simpul terlalu tinggi. Hal ini dapat diatasi dengan memasang reaktor shunt. Dengan menginjeksikan daya reaktif kedalam sistem, pengatur – pengatur baik untuk mengatur pembangkitan maupun aliran daya reaktif. Dengan cara ini profil tegangan simpul yang diinginkan dapat diperoleh.

### 2.8. Pengaturan Eksitasi Generator

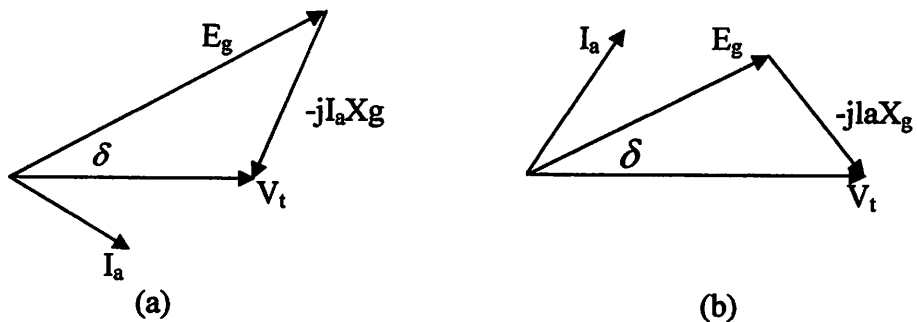
Pengaturan eksitasi generator mempunyai fungsi utama mengatur tegangan pada sisi terima didalam suatu harga yang telah ditetapkan dengan

mengirimkan sejumlah daya reaktif. Tegangan terminal generator dapat berubah sesuai dengan perubahan eksitasi generator.

Jika suatu generator dihubungkan kesuatu sistem tenaga yang sangat besar, maka tegangan terminal generator  $V_t$  relatif konstan meskipun ada perubahan eksitasi generator. Simpul tempat generator itu dihubungkan disebut simpul tak terhingga (*infinite bus*). Jika masukan daya aktif ke sistem  $P = |V_t| |I_a| \cos \theta$  konstan dan dengan mengubah – ubah eksitasi untuk mengubah  $|E_g|$  yang tinggi dan yang rendah, diagram pashornya dapat dilihat pada gambar dibawah ini.

Sudut  $\delta$  dinamakan sudut daya dari generator, eksitasi yang normal didefinisikan sebagai berikut :

$$|E_g| \cos \delta = V_t \dots\dots\dots(2.30)$$



Gambar 2.8  
Eksitasi Generator

Untuk keadaan pada gambar 2-8 (a) generator terlalu diperkuat (*over excited*) dan mencatu arus tertinggal *lagging* ke sistem. Gambar 2-8 (b) adalah generator yang kurang diperkuat (*under excited*) yang mencatu arus mendahului (*leading*) ke sistem. Generator ini menyerap daya reaktif dari sistem.

## 2.9. Reaktor Shunt

Pada saluran transmisi panjang pengaruh kapasitansi pada saluran dapat menimbulkan arus pengisian (*line charging*) yang cukup besar. Bila ada pengaturan gejala ini sangat menguntungkan karena saat beban puncak kebutuhan daya reaktif cukup besar, sehingga kebutuhan daya reaktif ini dapat dipenuhi oleh saluran transmisi itu sendiri.

Sebaliknya pada saat beban ringan arus pengisian ini dapat menyebabkan kelebihan daya reaktif pada sistem yang menyebabkan kenaikan tegangan pada saluran transmisi. Untuk menyerap kelebihan daya reaktif kapasitif pada sistem ini dapat digunakan reaktor shunt yang berupa suatu kumparan dan dipasang paralel dengan sistem.

Untuk tujuan mengatur aliran daya reaktif, pada umumnya reaktor ini dikombinasikan dengan kapasitor sehingga kombinasi ini mempunyai kemampuan untuk membangkitkan atau menyerap daya reaktif dari sistem. Dari persamaan saluran transmisi panjang diperoleh :

$$V_s = V_r \cosh \gamma l + I_r Z_c \sinh \gamma l \dots\dots\dots(2.31)$$

Pada beban nol, harga  $I_r$  sangat kecil sehingga dapat diabaikan. Dengan demikian persamaan diatas menjadi :

$$V_s = V_{r0} \cosh \gamma l \dots\dots\dots (2.32)$$

Dimana :

$V_{r0}$  = tegangan sisi terima pada sisi nol

$$\gamma l = (\alpha + j\beta)l$$

Karena arus mengalir pada saluran sangat kecil, maka rugi – rugi daya  $I^2R$  dapat diabaikan ( $\alpha = 0$ ), sehingga :

$$V_s = V_{ro} \cosh \beta l \dots\dots\dots (2.33)$$

Dimana :

$$\beta = \frac{2\pi}{\lambda} \qquad \lambda = \frac{v}{f} = \frac{1}{f\sqrt{LC}}$$

$\lambda$  = Panjang gelombang

$v$  = Cepat rambat gelombang

$f$  = Frekuensi gelombang tegangan

Jadi :

$$V_s = V_m \cosh (2\pi f \sqrt{LC} l) \dots\dots\dots (2.34)$$

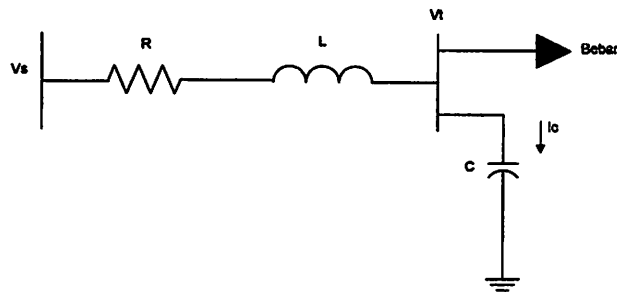
Dari persamaan diatas dapat dijelaskan bahwa jika supseptansi kapasitif saluran dikompensasi dengan reaktor shunt, maka harga  $\cosh (2\pi f \sqrt{LC} l)$  akan naik. Dengan demikian kenaikan tegangan disisi terima dapat dikurangi.

## 2.10. Kapasitor Shunt

Pada dasarnya kapasitor suatu alat untuk mencatu daya reaktif pada titik pemasanganya. Kapasitor shunt adalah kapasitor yang dihubungkan secara paralel dengan saluran transmisi untuk kompensasi daya reaktif yang dilengkapi alat penghubung dan pemutus secara otomatis. Hal ini bertujuan agar kapasitor tersebut dapat terhubung dengan sistem pada saat – saat tertentu sesuai dengan besarnya kVar yang dibutuhkan, sehingga pada saat beban induktif pada titik

terendah sistem tidak terjadi kelebihan daya reaktif kapasitif yang dihasilkan oleh kapasitor daya. Dengan memperhatikan besarnya variasi beban dalam sistem transmisi, maka kapasitor digunakan untuk mengurangi jatuh tegangan di sepanjang saluran dan memperbaiki faktor daya.

Kapasitor – kapasitor shunt dapat dihubungkan secara tetap, tetapi sebagai pengatur tegangan dapat juga dihubungkan dan diputuskan dari sistem melalui saklar sesuai dengan perubahan – perubahan permintaan tegangan dan daya reaktif. Dengan pemasangan kapasitor secara paralel pada sisi terima seperti pada gambar 2-9, jatuh tegangan dan rugi – rugi lain pada saluran berkurang dan tegangan pada titik tersebut akan naik.

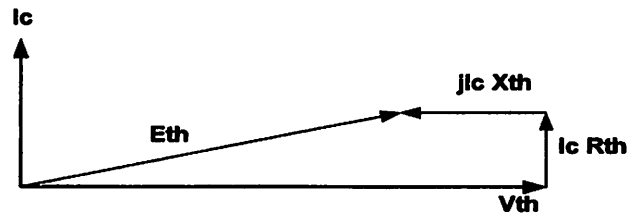


Gambar 2.9  
Kapasitor Pada Simpul Beban

Pada kapasitor belum terhubung (saklar terbuka),  $V_t = E_{th}$ . Jika saklar S ditutup maka akan mengalir arus kapasitif sebesar :

$$I_c = \frac{E_{th}}{Z_{th} - jX_c} \dots\dots\dots (2.35)$$

Diagram phasornya diperlihatkan pada gambar 2 – 10, dimana terlihat bahwa kenaikan  $V_t$  yang disebabkan oleh penambahan kapasitor hampir sama dengan  $j|I_c|X_{th}$ .



Gambar 2.10  
Diagram Kapasitor Sebelum dihubungkan Dengan saklar tertutup

Untuk menentukan rating VAR dari kapasitor yang dibutuhkan dapat diperoleh dengan memperhitungkan daya reaktif beban.

### 2.11. Pengurangan Rugi – rugi Daya Dengan Kapasitor Shunt

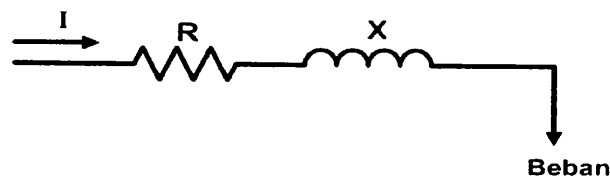
Rugi-rugi saluran per fasa dari saluran 3 fasa seimbang dengan beban terpusat seperti pada gambar 2.11. adalah  $I^2 (R-jX)$  atau dapat dibedakan menjadi :

- Rugi daya aktif ( $I^2 R$ ) =  $(I_R^2 + I_X^2) R$
- Rugi daya reaktif ( $I^2 X$ ) =  $(I_R^2 + I_X^2) X$

dimana :

$I_R$  = komponen arus aktif

$I_X$  = komponen arus reaktif



Gambar 2.11  
Saluran Primer Dengan Beban Terpusat

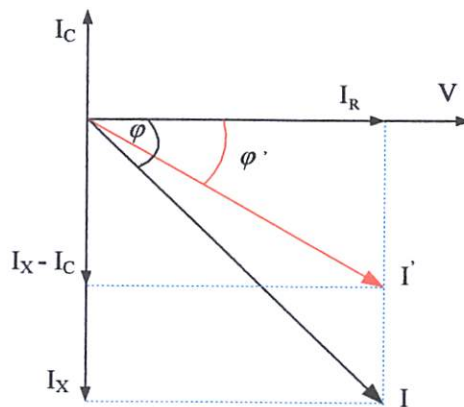
Rugi-rugi saluran daya ( $I^2R$ ) dapat dibagi menjadi dua komponen yaitu komponen arus aktif dan komponen arus reaktif. Rugi-rugi karena komponen arus aktif tidak akan mempengaruhi penempatan kapasitor *shunt* pada saluran, hal ini dapat dijelaskan sebagai berikut :

Diasumsikan bahwa rugi-rugi daya ( $I^2R$ ) disebabkan oleh arus saluran  $I$  (*lagging*) yang mengalir pada resistansi  $R$ , sehingga :

$$I^2R = (I \cos \phi)^2 R + (I \sin \phi)^2 R \dots \dots \dots (2.36)$$

Setelah dipasang kapasitor shunt dengan arus  $I_c$ , didapat arus saluran baru  $I_1$ , dan rugi-rugi daya  $I_1^2 R$  sebagai berikut :

$$I_1^2 R = (I \cos \phi)^2 R + (I \sin \phi - I_c)^2 R \dots \dots \dots (2.37)$$



Gambar 2.12

Vektor Arus dan Tegangan Sebelum dan Setelah Pemasangan Kapasitor

Sehingga pengurangan rugi-rugi daya sebagai akibat pemasangan kapasitor didapat :

$$\begin{aligned} \Delta p_{ls} &= I^2 R - I_1^2 R \\ &= (I \cos \phi)^2 R + (I \sin \phi)^2 R - (I \sin \phi - I_c)^2 R \\ &= 2(I \sin \phi) I_c R - I_c^2 R \dots \dots \dots (2.38) \end{aligned}$$



maka hanya komponen arus reaktif ( $I \sin \theta$ ) saja yang berpengaruh terhadap pengurangan rugi daya  $I^2R$  akibat pemasangan kapasitor *shunt* pada saluran transmisi. Sehingga pengurangan rugi daya saluran 3 fasa adalah :

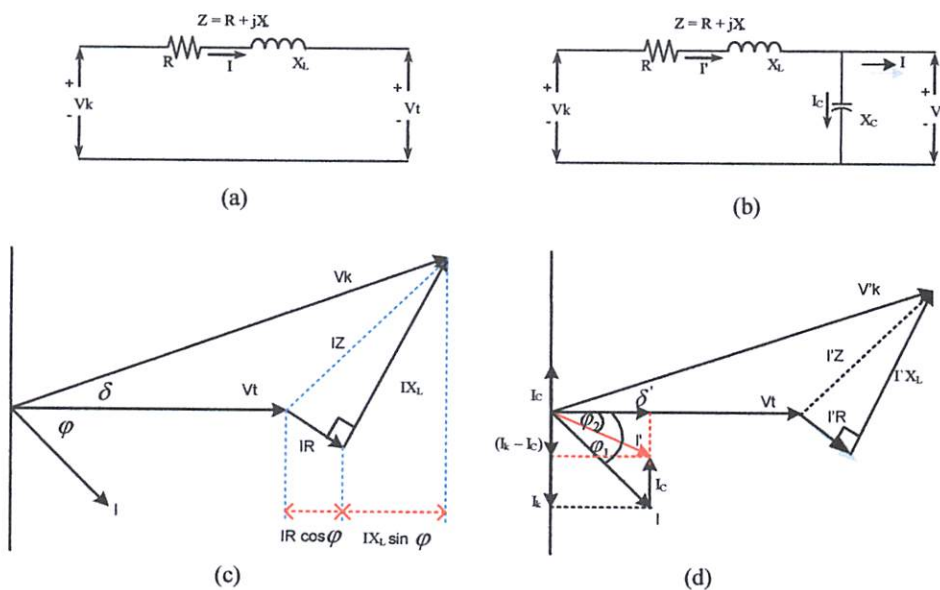
$$3R [2(1\sin\theta)I_c - I_c^2] \text{ Watt} \dots \dots \dots (2.39)$$

Bila suatu kapasitor  $ckVar$  dipasang pada beban, maka faktor daya menjadi :

$$\cos \phi_1 = \frac{kW}{KVA_1} \dots \dots \dots (2.40)$$

## 2.12. Perbaikan Tegangan

Pemakaian kapasitor shunt dalam sistem tenaga listrik selain untuk perbaikan faktor daya juga bertujuan untuk menaikkan tegangan. Dan secara vektoris dapat digambarkan sebagai berikut :



Gambar 2.13

Diagram Vektor Pada Rangkaian Dengan *PF Lagging* (a) Dan (c) Tanpa Kapasitor *Shunt*, (b) Dan (d) Dengan Kapasitor *Shunt*

Jatuh tegangan pada jaringan dengan pf *lagging* dapat dihitung sebagai berikut :

Sebelum pemasangan kapasitor :

$$\delta V = IR \cos \varphi + IX_L \sin \varphi \quad \text{volt} \dots\dots\dots(2.41)$$

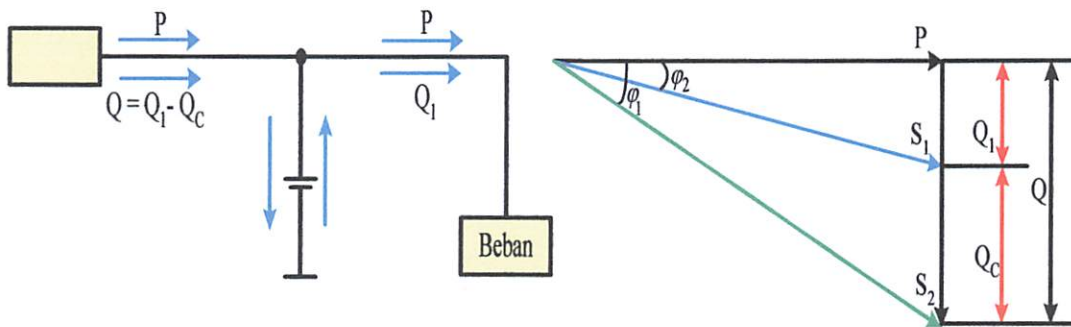
Bila kapasitor dipasang pada ujung penerima dari saluran, seperti yang terlihat pada gambar 2-13b, secara pendekatan jatuh tegangannya menjadi :

$$\delta V = IR \cos \varphi + (IX_L - I_C) \sin \varphi \quad \text{volt} \dots\dots\dots(2.42)$$

### 2.13. Perbaikan Faktor Daya dan Kenaikan Kapasitas Sistem

Manfaat terbesar yang diperoleh perbaikan faktor daya berasal dari pengurangan daya reaktif dalam sistem. Hal ini menghasilkan pengurangan biaya pemakaian daya yang lebih rendah, kenaikan kapasitas sistem, perbaikan tegangan dan pengurangan rugi-rugi dalam sistem. Satu-satunya jalan untuk memperbaiki faktor daya adalah mengurangi daya reaktif di jaringan, jika komponen arus reaktif dapat dikurangi, maka total arus akan berkurang sedangkan komponen daya aktif tidak berubah, maka faktor daya akan lebih besar sebagai akibat berkurangnya daya reaktif. Faktor daya akan mencapai 100% jika komponen daya reaktif sama dengan nol (0).

Dengan menambah kapasitor, daya reaktif  $Q$  akan berkurang, gambar 2.14 menunjukkan perbaikan faktor daya pada sistem, kapasitor mensuplai daya reaktif ke beban.



Gambar 2.14  
Perbaikan Faktor Daya

Diasumsikan bahwa beban disuplai oleh daya nyata  $P$ , daya reaktif (Lagging)  $Q$  dan daya semu  $S$ , pada faktor daya tertinggal  $\cos \varphi$

$$\cos \varphi = \frac{P}{S_1} \dots\dots\dots (2.43)$$

Bila suatu kapasitor  $Q_c$  kVAR dipasang pada beban, faktor daya dapat diperbaiki dari  $\cos \varphi_1$  menjadi  $\cos \varphi_2$  dimana:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S_1}$$

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q_1^2}}$$

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + (Q_1 - Q_c)^2}} \dots\dots\dots (2.44)$$

Sehingga daya semu dan daya reaktif berkurang dari  $S_1$  (kVA) ke  $S_2$  (kVA) dan dari  $Q_1$  (kVAR)  $Q_2$  (kVAR) sehingga kapasitas beban akan meningkat. Dengan demikian dapat diambil kesimpulan bahwa *persentase* pengurangan rugi-rugi daya jaringan

dapat dihitung menggunakan rumus berikut:

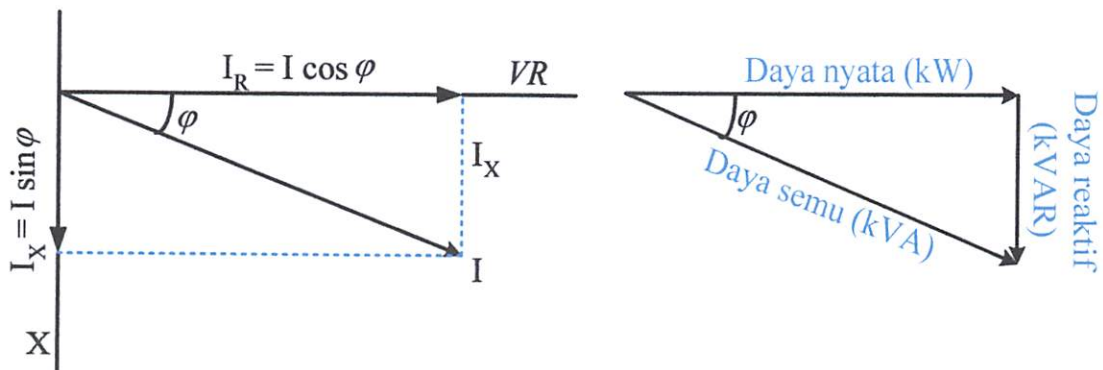
$$\% \text{ Rugi Daya} = 100 \left( \frac{\text{Faktor.daya.mula} - \text{mula}(\cos \phi_1)}{\text{Faktor.daya.baru}(\cos \phi_2)} \right) \dots\dots\dots(2.45)$$

%Pengurangan Rugi Daya

$$= 100 \left( 1 - \left( \frac{\text{Faktor.daya.mula} - \text{mula}(\cos \phi_1)}{\text{Faktor.daya.baru}(\cos \phi_2)} \right)^2 \right) \dots\dots\dots(2.46)$$

#### 2.14. Perhitungan Pengaruh Perbaikan Faktor Daya

Diagram fasor dari dua komponen arus nyata itu arus aktif dan reaktif dapat dilihat pada gambar 2.15 dibawah ini :



Gambar 2.15  
Diagram Fasor Dan Sudut Faktor Daya

Penjumlahan secara vektor dari arus aktif dan reaktif menghasilkan arus-arus total yang dapat dinyatakan dengan persamaan :

$$\begin{aligned} I = \text{Arus Semu} &= \sqrt{(arus.aktif)^2 + (arus.reaktif)^2} \\ &= \sqrt{(I.Cos.\varphi)^2 + (I.Sin.\varphi)^2} \dots\dots\dots(2.47) \end{aligned}$$

Pada suatu tegangan V, daya aktif, daya reaktif, dan daya nyata, adalah sebanding dengan arus, dimana hubungannya dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Daya Semu (kVA)} &= \sqrt{(\text{Daya.aktif})^2 + (\text{Daya.reaktif})^2} \\ (VI) &= \sqrt{(VI.Cos.\varphi)^2 + (VI.Sin.\varphi)^2} \dots\dots\dots(2.48) \end{aligned}$$

$$\text{Faktor Daya} = \frac{\text{Daya.aktif}}{\text{Daya.Semu}} = \frac{kW}{kVA}$$

Daya Aktif = Daya Semu\* Faktor Daya

kW = kVA\* Faktor Daya

kW = kVA Cos  $\varphi$  ..... (2.49)

### 2.15. Evolusi Diferensial (DE)<sup>[1]</sup>

Komunitas DE tengah bertumbuh sejak pertengahan tahun 1990. Diferensial Evolusi (DE) adalah suatu metoda optimisasi matematika fungsi multidimensional. DE temukan global minimum untuk suatu multidimensional, fungsi multimodal (yaitu memperlihatkan lebih dari satu minimum) dengan kemungkinan yg baik. Metoda Diferensial Evolusi dari Storn dan price ( 1995) memungkinkan computational evolusiner yang paling cepat, yang memeriksa prosedur hasil solusi yang paling akurat di permasalahan optimisasi global yang berlanjut. Yang terdiri dari tiga langkah - langkah basis dasar : (i) generasi populasi dengan individu di dalam  $M$  – ruang dimensional, yang secara acak membagi-bagikan atas fungsi keseluruhan daerah dan evaluasi dari individu populasi yang dihasilkan dengan temuan  $f(x)$ , dimana  $x$  adalah variabel keputusan; (ii) penggantian populasi oleh suatu kecocokan populasi baru yg lebih baik, dan (iii) pengulangan penggantian ini sampai hasil yg memuaskan diperoleh atau diberi kriteria penghentian yg ditemui. Kekuatan DE terletak pada penggantian populasi dengan suatu populasi baru yang lebih cocok. Seperangkat  $S_a$  menjadi lebih baik dibanding yang lain, menetapkan  $S_b$  Iff: (i)  $X_i \in S_a$  adalah lebih rendah dari corresponding member  $x_i \in S_b$ ; Dan (ii) sedikitnya satu anggota  $X_k \in S_a$  menjadi lebih baik dibanding corresponding member  $x_k \in S_b$ .

Tiap-tiap populasi baru adalah suatu peningkatan. Untuk memenuhi ini, metoda DE menghasilkan suatu calon individu untuk menggantikan arus masing-masing individu populasi.

Suatu persilangan individu dan tiga lainnya secara acak memilih individu yang berisi calon individu dari populasi yang sekarang . Persilangan itu sendiri adalah probabilistic secara alami. Lebih lanjut, jika calon individu lebih cocok dibanding individu yang sekarang, maka dia yang menggantikan individu yang sekarang selain itu individu yang sekarang sampai melewati iterasi yang berikutnya. DE ternyata adalah jenis keturunan yang terbaik dari algoritma untuk memecahkan deret fungsi test real-valued.

Evolusi diferensial adalah sebuah algoritma optimisasi yang memecahkan problem nilai riil didasarkan pada prinsip-prinsip evolusi natural. DE menggunakan populasi P ukuran  $N_p$ , terbentuk dari titik mengambang yang mengencode individual di mana melibatkan generasi G untuk mencapai solusi optimal. Masing-masing individual  $X_i$  adalah vektor yang berisi banyak parameter sebagaimana halnya variabel-variabel problem keputusan D. Ukuran populasi  $N_p$  adalah sebuah parameter kontrol algoritma yang dipilih oleh user dan ini tetap konstan pada seluruh proses optimisasi.

$$P^{(G)} = [X_1^{(G)}, \dots, X_{N_p}^{(G)}] \quad \dots\dots\dots (2.50)$$

$$X_i^{(G)} = [X_{1,i}^{(G)}, \dots, X_{D,i}^{(G)}]^T, \quad i = 1, \dots, N_p \quad \dots\dots\dots (2.51)$$

Proses optimisasi dalam Evolusi Diferensial dilakukan dengan tiga operasi dasar: mutasi, persilangan dan seleksi. Proses ini dimulai dengan menciptakan populasi awal vektor  $N_p$ , dengan nilai acak ditentukan pada masing-masing parameter keputusan dalam setiap vektor yang didefinisikan oleh :

$$X_{j,i}^{(0)} = X_j^{\min} + \eta_j (X_j^{\max} - X_j^{\min}) \quad \dots\dots\dots (2.52)$$

di mana  $i=1,...,n$  dan  $j=1,...,D$ ;  $X_j^{\min}$  dan  $X_j^{\max}$  adalah batas bawah dan atas dari parameter keputusan ke  $j$  dan  $\eta_i$  adalah angka acak dengan distribusi seragam di dalam  $[0,1]$  yang menghasilkan nilai baru dari  $j$ .  $X_{ij}^{(0)}$  adalah parameter ke  $j$  dari individual ke  $i$  pada populasi awal.

Operator mutasi menciptakan vektor mutan  $X_i'$  dengan menggunakan vektor yang dipilih secara acak ( $X_a$ ) dengan perbedaan dua vektor seleksi acak lainnya ( $X_b$  dan  $X_c$ ).

$$X_i^{(G)} = X_a^{(G)} + F(X_b^{(G)} - X_c^{(G)}) \quad , \quad i = 1, \dots, N_p \quad \dots\dots\dots (2.53)$$

di mana  $X_a$ ,  $X_b$  dan  $X_c$  adalah vektor  $\in (1, \dots, N_p)$  yang dipilih secara acak dan  $a \neq b \neq c \neq 1$ .  $X_a$ ,  $X_b$  dan  $X_c$  adalah pilihan vektor induk baru. skala konstan ( $F$ ) adalah parameter kontrol algoritma yang digunakan untuk mengontrol ukuran dalam operator mutasi dan memperbaiki konvergensi algoritma.

Operasi persilangan menghasilkan vektor percobaan ( $X_i''$ ) dengan mencampur parameter vektor mutan dengan vektor target ( $X_i$ ), didasarkan pada distribusi probabilitas pilihan.

$$X_{j,i}^{(G)} = \begin{cases} X_{j,i}^{(G)}, & \text{if } \eta_j' \leq C_R \text{ or } j=q \\ X_{j,i}^{(G)}, & \text{otherwise} \end{cases} \quad \dots\dots\dots (2.54)$$

di mana  $i=1,...,N_p$  dan  $j=1,...,D$ ;  $q$  adalah indeks  $\in (1, \dots, N_p)$  yang dipilih secara acak yang menjamin bahwa vektor percobaan mendapatkan setidaknya satu parameter dari vektor mutan;  $\eta_j'$  adalah angka terdistribusi seragam di dalam  $[0,1]$  yang menghasilkan nilai untuk masing-masing formula  $j$ . Konstanta persilangan  $C_g$  adalah parameter kontrol algoritma yang mengontrol keragaman populasi dan membantu algoritma untuk keluar dari local optima.  $X_{ij}^{(G)}$ ,  $X_{ij}'^{(G)}$



dan  $X_{i,j}^{(G)}$  masing-masing adalah parameter ke  $j$  dari vektor target ke  $i$ , vektor mutan, dan vektor trial pada generasi  $G$ .

Terakhir, operator seleksi membentuk populasi dengan memilih antara vektor percobaan dan pendahulu mereka (vektor target) di mana individual yang menampilkan kesesuaian yang lebih baik adalah optimal atau lebih sesuai didasarkan pada :

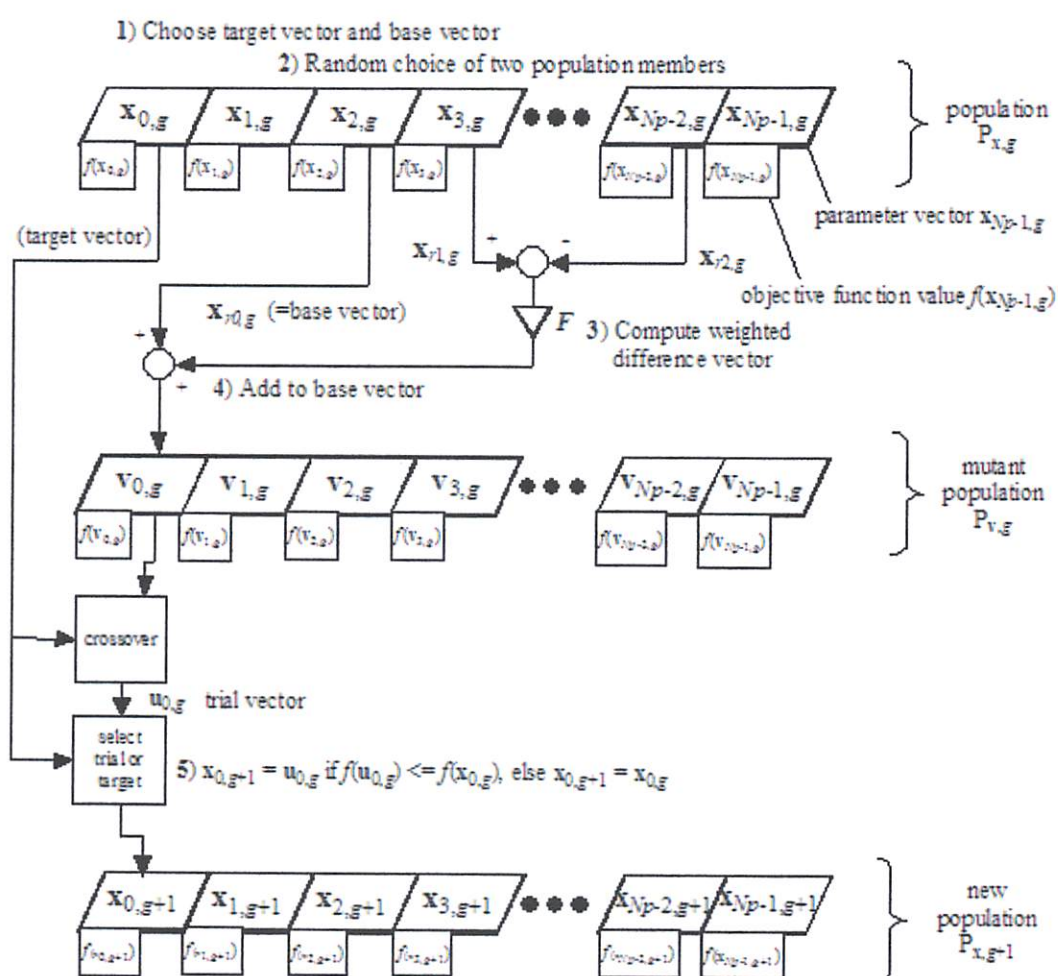
$$X_i^{(G+1)} = \begin{cases} X_i^{(G)} & \text{if } f(X_i^{(G)}) \leq f(X_i^{(G)}) \\ X_i^{(G)}, & \text{otherwise} \end{cases}, \quad i = 1, \dots, N_p \quad \dots\dots\dots (2.55)$$

Proses optimisasi ini diulangi untuk beberapa generasi sehingga memungkinkan individual memperbaiki kesesuaian mereka ketika mereka mencari ruang solusi untuk nilai optimal.

DE mempunyai tiga parameter kontrol penting: Faktor Skala ( $F$ ), Konstanta Persilangan ( $C_R$ ) dan Ukuran Populasi ( $N_p$ ). Faktor skala adalah nilai dalam range(0,2) yang mengontrol gangguan dalam proses mutasi. Konstanta persilangan adalah nilai dalam range (0,1) yang mengontrol keragaman populasi. Ukuran populasi menentukan jumlah individual dalam populasi dan memberikan keragaman algoritma yang memadai untuk mencari ruang solusi

Metode yang paling umum digunakan untuk memilih parameter adalah parameter tuning. Parameter tuning menyesuaikan parameter kontrol melalui percobaan sampai setting terbaik ditentukan. Nilai awal yang baik berkisar dari strategi DE/rand/l/bin adalah  $F=(0,5; 0,6)$ ,  $CR=(0,70; 0,90)$ ,  $NP=[3D,8D]$  di mana  $D$  adalah dimensi jumlah variable kontrol dari problem yang dipecahkan.

Nilai dari  $F$  adalah lebih kecil daripada 0,5 sehingga mungkin menghasilkan konvergensi prematur dari algoritma DE, sementara nilai lebih besar dari 1 mungkin mengurangi kecepatan konvergensi. Dalam memberikan parameter yang lebih beragam, dan dengan demikian menghindari konvergensi local optima, nilai  $C_r$  harus dipilih mendekati satu.



Gambar 2.16  
Skema Vektor parameter

Pada dasarnya, DE menambahkan perbedaan bobot antara dua vektor populasi untuk sepertiga vektor. Mengoptimalkan fungsi sasaran dengan DE, yaitu dengan memilih metoda DE/rand/1/exp, menetapkan nomer parents NP 10 kali banyaknya parameter, memilih faktor bobot  $F=0.8$  dan persilangan tetap  $CR=0.9$ . Nilai-nilai didalam range  $[-100, 100]$  adalah suatu gagasan baik untuk memungut nilai inisial sebagai ganti dari range yg tak perlu dibatasi keanekaragamannya. Jika mengalami misconvergence, pada umumnya harus meningkatkan nilai NP, tetapi juga harus melakukan penyesuaian  $F$  untuk menjadi lebih rendah atau lebih tinggi dibanding 0.8.

DE jauh lebih sensitip untuk pilihan  $F$  daripada pilihan  $CR$ .  $CR$  lebih seperti suatu elemen tuning yg baik. Nilai-Nilai  $CR$  yang tinggi seperti  $CR=1$  memberi konvergensi lebih cepat dan harus turunkan sebanyak  $CR=0$  untuk membuat DE yang cukup sempurna untuk masalah tertentu. Persilangan dua suku seperti, DE/rand/1/bin,  $CR$  pada umumnya lebih tinggi dibanding varian persilangan yang bersifat exponen (didalam contoh ini DE/rand/1/exp). Meski demikian,  $F$  dan  $CR$  adalah keduanya biasanya didalam range  $[0.5, 1.]$ .

Kita kebanyakan menggunakan DE/rand/1/... atau DE/best/2/... (untuk  $F=0.5$  yang belakangan adalah pilihan yang baku).

Pada dasarnya, DE menambahkan perbedaan bobot antara dua vektor populasi untuk setiap vektor. Mengoptimalkan fungsi sasaran dengan DE, yaitu dengan memilih metode DE/rand/1/exp, menetapkan nomor parents NP 10 kali banyaknya parameter, memilih faktor bobot  $F=0.8$  dan persilangan tetap  $CR=0.9$ . Nilai-nilai didalam range [-100, 100] adalah suatu gagasan baik untuk memulai nilai inisial sebagai ganti dari range yg tak perlu dibatasi karena konvergennya. Jika mengalami *misconvergence*, pada umumnya harus meningkatkan nilai NP, tetapi juga harus melakukan penyesuaian  $F$  untuk menjadi lebih rendah atau lebih tinggi dibanding 0.8.

DE jauh lebih sensitif untuk pilihan  $F$  daripada pilihan  $CR$ .  $CR$  lebih seperti suatu elemen tuning yg baik. Nilai-nilai  $CR$  yang tinggi seperti  $CR=1$  memberi konvergensi lebih cepat dan harus dihindari sebanyak  $CR=0$  untuk membuat DE yang cukup sempurna untuk masalah tertentu. Persilangan dan suku seperti DE/rand/1/bin,  $CR$  pada umumnya lebih tinggi dibanding varian persilangan yang bersifat *exponent* (didalam contoh ini DE/rand/1/exp). Meski demikian,  $F$  dan  $CR$  adalah keduanya biasanya didalam range [0.5, 1].

Kita kebanyakan menggunakan DE/rand/1/bin atau DE/best/2/bin (untuk  $F=0.2$  yang belakangan adalah pilihan yang baik).

## A. CONTROL PARAMETER SELECTION

Metoda yang paling umum digunakan untuk memilih parameter kontrol adalah parameter tuning. Parameter tuning mengatur parameter kontrol melalui percobaan sampai pengaturan terbaik ditentukan. Range nilai awal yg bagus untuk strategi DE/rand/l/bin adalah  $F=(0.5, 0.6)$ ,  $CR = (0.70, 0.90)$ ,  $Np= (3D, 8D)$  dimana D adalah dimensi atau bilangan variabel control dari masalah yang dipecahkan.

Secara umum, untuk menghindari konvergensi prematur dari algoritma DE, hal itu rumit bahwa F menjadi cukup penting untuk menetralkan tekanan seleksi ini. Pada sisi lain, faktor skala F sebaiknya tidak dipilih yang terlalu besar, sejak nomor evaluasi fungsi didekatkan seperti meningkatkan F.

Crossover konstan ( CR) mengontrol keaneka ragaman populasi. Secara relative Nilai CR yang tinggi mengakibatkan keaneka ragaman tertinggi dan kecepatan konvergensi yang ditingkatkan. Bagaimanapun, di luar suatu nilai-ambang tertentu, tingkat konvergensi boleh mengurangi populasi konvergensi secara prematur. Pada sisi lain, nilai CR yang kecil meningkatkan kemungkinan yang macetnya algoritma didalam minima lokal.

Ukuran Populasi memainkan suatu peran penting dalam tingkat konvergensi algoritma. Populasi kecil mungkin menyebabkan suatu capaian pencarian yang lemah dan stagnasi didalam minima lokal. Populasi besar meningkatkan kemungkinan untuk menemukan solusi optimal atas sejumlah biaya besar dari evaluasi fungsi.

B. DISCRETE VARIABLE HANDLING

Walaupun bentuk kanonik dari evolusi diferensial memecahkan permasalahan optimisasi diatas jarak berlanjut, dan penyesuaian kecil untuk mengijinkan kode DE untuk memecahkan pencampuran permasalahan optimisasi bilangan bulat. Ini dicapai dengan menggunakan suatu operator yang membulatkan variabel untuk nilai bilangan bulat yang paling dekat. ketika nilai berada antara dua nilai bilangan bulat. Operator ini dimasukkan setelah menginisialisasi proses mutasi nod.

$$X_{1,...,D} = [Y_{1,...,k}, round(Z_{k+1,...,D})]^T \dots\dots\dots (2.56)$$

Di mana X adalah vektor parameter dimensional D. Y vektor parameter dimensional k dari parameter berlanjut dan Z vector dari parameter terpisah(D- k). Variabel terpisah dengan ukuran langkah ditetapkan Δ antara nilai-nilai berurutan dapat dengan mudah dikonversi dari nilai bilangan bulat ke nilai-nilai terpisah dengan.

$$Z_i = n \times \Delta + Z_i^{min}, i = 1,...,(D-k) \dots\dots\dots (2.57)$$

Dimana n adalah suatu bilangan bulat di dalam range  $[0_n^{max}]$ .

C. CONSTRAINT HANDLING

Sejak algoritma evolusiner mula-mula dipahami untuk memecahkan permasalahan yang tidak dibatasi, beberapa teknik telah dikembangkan yang memungkinkan batasan. Michalewicz et, menyajikan suatu tinjauan ulang yang

lengkap dari batasan optimisasi didalam algoritma evolusiner.

Satu penggunaan strategi adalah untuk menghasilkan dan menyimpan variabel kontrol didalam daerah yang memungkinkan. Ini dapat dicapai dengan membangkitkan suatu nilai baru di dalam range yang mungkin kapan saja melanggar variabel batas yang dibatasi.

$$X_j^{(0)},i = X_j^{\min} + \eta_j (X_j^{\max} - X_j^{\min}) \dots \dots \dots (2.58)$$

BAB  
III



## **BAB III**

### **OPTIMISASI DAYA REAKTIF DENGAN MENGGUNAKAN METODE *DIFFERENTIAL EVOLUTION***

#### **3.1. Analisa Aliran Daya<sup>[2][3]</sup>**

Dalam melayani beban yang dibutuhkan oleh konsumen dan pengoperasian tenaga listrik perlu menganalisa aliran daya, sehingga sistem yang dioperasikan dapat memenuhi persyaratan teknis maupun ekonomisnya. Pada analisa aliran daya dilakukan perhitungan terhadap tegangan, arus, daya aktif dan reaktif yang terdapat dalam berbagai titik dalam jala-jala jaringan transmisi tenaga listrik.

Tujuan mempelajari analisa aliran daya ini adalah:

1. Untuk mengetahui keadaan tegangan pada setiap bus dari sistem jaringan.
2. Untuk mengetahui besarnya daya yang mengalir pada setiap cabang dari stuktur jaringan.
3. Untuk mengetahui besar rugi-rugi daya aktif dan daya reaktif pada setiap cabang dari saluran.

Di dalam analisa aliran daya terdapat tiga jenis variabel yaitu :

1. Variabel bebas yang diatur, misalnya tegangan magnitude  $|V|$  dan sudut tegangan  $\delta$  pada bus beban atau  $\delta$  dan daya reaktif  $Q$  pada bus generator.
2. Variabel tidak bebas (yang mengatur) misalnya  $P$  dan  $|V|$  pada bus generator.
3. Variabel yang tidak dapat diatur (parameter tetap), misalnya kebutuhan konsumen.

### 3.1.1. Klasifikasi Bus<sup>[2][3]</sup>

Tujuan analisa daya pada sistem tenaga listrik adalah untuk menghitung besar magnitude tegangan  $|V|$  dan sudut fasa tegangan  $\delta$  pada semua bus, sehingga dengan diketahuinya parameter – parameter tersebut akan dapat dihitung besar daya yang mengalir pada saluran transmisi beserta rugi – ruginya.

Pada setiap bus jaringan terdapat parameter-parameter yaitu daya aktif (P), daya reaktif (Q), besar tegangan  $|v|$  dan sudut fasa tegangan  $\delta$ .

Melihat parameter diatas setiap bus dapat diklasifikasikan menjadi 3 bagian:

#### 1. Bus Beban (PQ) atau *Load Bus*

Bus ini hanya terdapat kebutuhan daya untuk beban dimana P daya aktif dan Q daya reaktif diketahui, sementara  $|v|$  dan  $\delta$  berubah-ubah sesuai dengan kebutuhan, oleh karena itu  $|v|$  dan  $\delta$  harus dicari.

#### 2. Bus Generator (PV)

Bus ini hanya terdapat daya pembangkitan dimana  $|v|$  diatur menggunakan regulator tegangan dan P diatur dengan governor, sehingga untuk bus ini P dan  $|v|$  diketahui, sementara itu Q (daya reaktif) dan  $\delta$  (sudut fasa) dicari.

#### 3. Bus Slack

Bus ini  $|v|$  dan  $\delta$  sudah ditentukan besarnya sementara P dan Q dihitung. Biasanya nilai  $|v|$  adalah 1 pu, sedangkan sudut fasa tegangan  $\delta$  berharga nol, oleh karena itu fasor tegangan dari bus dipakai sebagai referensi.

Daya total yang mengalir pada setiap bus dituliskan sebagai berikut:

$$S_k = P_k + jQ_k = V_k^* I_k \dots\dots\dots (3.1.)$$

Atau

$$P_k + jQ_k = V_k^* \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \dots\dots\dots (3.2.)$$

Dari persamaan  $V_k = v_k + j\delta_k$  dan  $Y_{k11} = G_{k11} - jB_{k11}$ , maka persamaan 3.2. menjadi :

$$P_k + jQ_k (v_k + j\delta_k) \sum_{n=1}^N (G_{k11} - jB_{k11})(V_n + j\delta_n) \dots\dots\dots (3.3)$$

Bila dituliskan dalam bentuk real dan imajiner maka persamaan di atas menjadi :

$$P_k = \sum_{n=1}^N \{v_k (v_n G_{kn} + \delta_n B_{kn}) + \delta_k (\delta_n G_{kn} - v_n B_{kn})\} \dots\dots\dots (3.4.)$$

$$Q_k = \sum_{n=1}^N \{\delta_k (v_n G_{kn} + \delta_n B_{kn}) - v_k (\delta_n G_{kn} - v_n B_{kn})\} \dots\dots\dots (3.5.)$$

### 3.1.2. Metode Newton Raphson

Secara matematis persamaan aliran daya *Newton Raphson* dapat diselesaikan dengan menggunakan koordinat rektanguler, koordinat polar atau bentuk hibrid (gabungan antara bentuk kompleks dengan bentuk polar). Dalam pembahasan skripsi ini menggunakan bentuk polar.

Hubungan antara arus simpul  $I_p$  dengan tegangan simpul  $V_q$  pada suatu jaringan dengan  $n$  simpul dapat dituliskan :

$$I_p = \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_{pq} \dots\dots\dots (3.6)$$

Injeksi daya pada simpul p adalah :

$$S_p = P_p - jQ_p = V_p^* \cdot I_p \dots\dots\dots(3.7)$$

$$= V_p^* \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_{pq} \dots\dots\dots(3.8)$$

Dalam penyelesaian aliran daya dengan *Newton Raphson* bentuk persamaan aliran daya yang dipilih adalah polar, dimana tegangan dinyatakan dalam bentuk polar , yaitu :

$$V_p^* = |V_p| e^{-j\delta_p}$$

$$V_q = |V_q| e^{j\delta_q}$$

$$Y_{pq}^* = |Y_{pq}| e^{-j\theta_{pq}}$$

Maka persamaan (3.8) dapat ditulis :

$$P_p - jQ_p = \sum_{q=1}^n |V_p| |V_q| |Y_{pq}| e^{-j(\delta_p - \delta_q + \theta_{pq})} \dots\dots\dots(3.9)$$

Dengan memisahkan bagian riil dan bagian imajiner maka diperoleh :

$$P_p = \sum_{q=1}^n |V_p| |V_q| |Y_{pq}| \cos(\delta_p - \delta_q + \theta_{pq}) \dots\dots\dots(3.10)$$

$$Q_p = \sum_{q=1}^n |V_p| |V_q| |Y_{pq}| \sin(\delta_p - \delta_q + \theta_{pq}) \dots\dots\dots(3.11)$$

Kedua persamaan diatas akan menghasilkan suatu kumpulan persamaan serempak (simultan) yang tidak linier untuk setiap simpul sistem tenaga listrik. Untuk mengetahui magnitude tegangan (V) dan sudut fasa ( $\delta$ ) disetiap simpul dapat diselesaikan dengan menggunakan persamaan (3.10) dan (3.11) yang dilinierkan dengan metode *Newton Raphson* yang dapat dilihat dari persamaan dibawah ini :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \dots\dots\dots(3.12)$$

Dimana :

$\Delta P$  = selisih injeksi bersih daya nyata dengan penjumlahan aliran daya nyata tiap saluran yang menghubungkan simpul dengan V yang didapat dari perhitungan iterasi ke-k

$\Delta Q$  = selisih injeksi bersih daya reaktif dengan penjumlahan aliran daya reaktif tiap saluran yang menghubungkan simpul dengan V yang didapat dari perhitungan iterasi ke-k

$\Delta\delta$  = vektor koreksi sudut fasa tegangan

$\Delta|V|$  = vektor koreksi magnitude tegangan

H, L, M, N merupakan elemen-elemen off diagonal dan diagonal dari sub matriks Jaqobian yang dibentuk dengan mendefinisikan persamaan (3.10) dan (3.11), dimana:

$$H_{pq} = \frac{\partial P_p}{\partial \delta_q}$$

$$N_{pq} = \frac{\partial P_p}{\partial |V_q|}$$

$$M_{pq} = \frac{\partial Q_p}{\partial \delta_q}$$

$$L_{pq} = \frac{\partial Q_p}{\partial |V_q|}$$

Persamaan (3.12) diselesaikan untuk menghitung vektor koreksi magnitude tegangan  $\Delta(|V|)$  dan sudut fasa tegangan ( $\Delta\delta$ ) yang baru. Sehingga diperoleh harga magnitude tegangan dan sudut fasa yang baru, yaitu :

$$|V|^{k+1} = |V|^k + \Delta|V|^k \dots\dots\dots(3.13)$$

$$\delta^{k+1} = \delta^k + \Delta\delta^k \dots\dots\dots(3.14)$$

Proses perhitungan akan berulang sampai selisih daya nyata dan daya reaktif antara yang dijadwalkan dengan yang dihitung, yaitu  $\Delta P$  dan  $\Delta Q$  untuk semua

simpul mendekati nilai toleransi atau proses perhitungan iterasi mencapai konvergen.

**3.2. Rumusan Masalah Perencanaan Daya Reaktif<sup>[1]</sup>**

Perencanaan reaktif adalah salah satu masalah yang paling rumit di sistem tenaga listrik. Itu memerlukan penyesuaian dalam pengontrolan tegangan seperti reaktor dan kapasitor bank, kompensator VAR statis, eksitasi generator sinkron dan kompensator sinkron, dan lain lain. Penyesuaian mengakibatkan sebuah perspektif profil tegangan menghadirkan batasan keamanan dan kebutuhan kualitas daya. Ketika cadangan reaktif hadir didalam pengadaan sistem tenaga tidak mampu untuk mengindahkan batasan yang dikenakan, perluasan sumber reaktif optimal dapat dipertimbangkan, mempertimbangkan karakteristik dari alam dan kondisi operasi dari sistem. Masalah perencanaan daya reaktif untuk menentukan pengoptimalan dari sumber daya reaktif diatas suatu horison perencanaan.

Rumus matematika masalah perencanaan daya reaktif adalah:

$$Min f_c = W_c + I_c .....(3.15)$$

Bentuk pertama menampilkan energi total sebagai berikut:

$$\begin{aligned} W_c &= h \sum_{l \in N_l} d_l P_{loss}^l \\ &= h \sum_{l \in N_l} d_l \left[ \sum_{i,j \in N_E} g_{ij} (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}) \right]^l .....(3.16.) \end{aligned}$$

Bentuk kedua menampilkan biaya instalasi sumber daya reaktif, di mana juga mempunyai dua komponen:

$$I_c = \sum_{i \in N_c} (e_i + C_{ci} |Q_{ci}|) \dots\dots\dots (3.17)$$

Batasan instalasi sumber daya reaktif, batasan generasi daya reaktif, batasan penetapan transformer tap, batasan tegangan bus, sebagaimana halnya batasan aliran saluran digunakan sebagai tekanan pertidaksamaan untuk masalah:

$$\begin{aligned} Q_{ci}^{\min} &\leq Q_{ci} \leq Q_{ci}^{\max} & i \in N_c \\ P_{gi}^{\min} &\leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} & i \in N_g \\ Q_{gi}^{\min} &\leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{\max} & i \in N_g \\ T_k^{\min} &\leq T_k \leq T_k^{\max} & i \in N_T \dots\dots\dots (3.18) \\ V_i^{\min} &\leq V_i \leq V_i^{\max} & i \in N_B \end{aligned}$$

Variabel-variabel kontrol untuk problem tersebut adalah : magnitudo tegangan pada bus PV,  $Q_{gi}$  merupakan pembangkitan reaktif pada bus  $i$  penetapan transformer tap  $T_k$ , penyesuaian pengajuan daya reaktif  $Q_{ci}$

Dimana:

$N_C$  bus kandidat untuk pemasangan sumber daya reaktif baru,  $N_g$  jumlah generator bus,  $N_T$  jumlah cabang transformer tap-setting,  $N_B$  jumlah bus system,  $N_E$  himpunan jumlah cabang.

### 3.3. Algoritma Program

#### 3.3.1. Algoritma Aliran Daya Newton Rphason

1. Bentuk matriks admitansi bus :  $[Y_{bus}]$
2. Penetapan harga awal tegangan dan sudut fasa untuk semua bus kecuali bus slack  $[V_i(0), \delta(0)]$
3. Menentukan nomor iterasi awal,  $k=0$
4. Menghitung injeksi daya aktif dan reaktif pada setiap bus dengan persamaan kecuali bus slack
5. Menghitung selisih daya yang dijadwalkan dengan injeksi daya bus dari perhitungan
6. Menentukan perubahan maksimum pada daya aktif dan daya reaktif
7. Membandingkan apakah selisih daya sudah sama atau lebih kecil dari  $\epsilon$
8. Jika “ya” hitung daya aktif dan reaktif, tegangan dan sudut fasa tegangan pada setiap bus, serta aliran daya pada saluran dan perhitungan selesai, jika “tidak” lanjutkan ke langkah berikutnya
9. Membentuk elemen matriks Jacobian
10. Menghitung faktor koreksi tegangan dan sudut fasa setiap bus kecuali bus slack dan bus generator
11. Menghitung nilai tegangan dan sudut fasa yang baru
12. Mengganti nilai sudut fasa yang lama dengan sudut fasa yang baru, tegangan yang lama dengan tegangan yang baru
13. Perhitungan dilanjutkan ke langkah 4 dengan nilai iterasi yang baru sampai hasil yang didapatkan konvergen.



### 3.3.2. Algoritma Differential Evolution

1. Mulai.
2. Baca data : Pembangkitan, Pembebanan, Saluran transmisi.
3. Hitung Load flow
4. Menentukan Parameter inputan *Differential Evolution* (DE) yang meliputi jumlah populasi, maksimum generasi, nilai kemungkinan *crossover*, nilai kemungkinan mutasi dan panjang kromosom tiap-tiap individu.
5. Menentukan inisialisasi *Chromosom Parent* secara acak.
6. Generasi = 0
7. Menghitung *fitness parent* dari kromosom tiap-tiap individu.  
Melakukan proses statistik.
8. Melakukan proses seleksi
9. Melakukan proses *crossover*
10. Melakukan proses mutasi
11. Menghitung *fitness child*
12. Melakukan seleksi *child* dan *parent* menjadi *new parent*
13. Melakukan proses statistik.
14. Apakah generasi yang diinginkan sudah terpenuhi (max generasi).
15. Jika “tidak” maka generasi = generasi + 1, kembali langkah 8.
16. Jika “ya” maka ke langkah 17.
17. Cetak hasil.
18. Selesai.

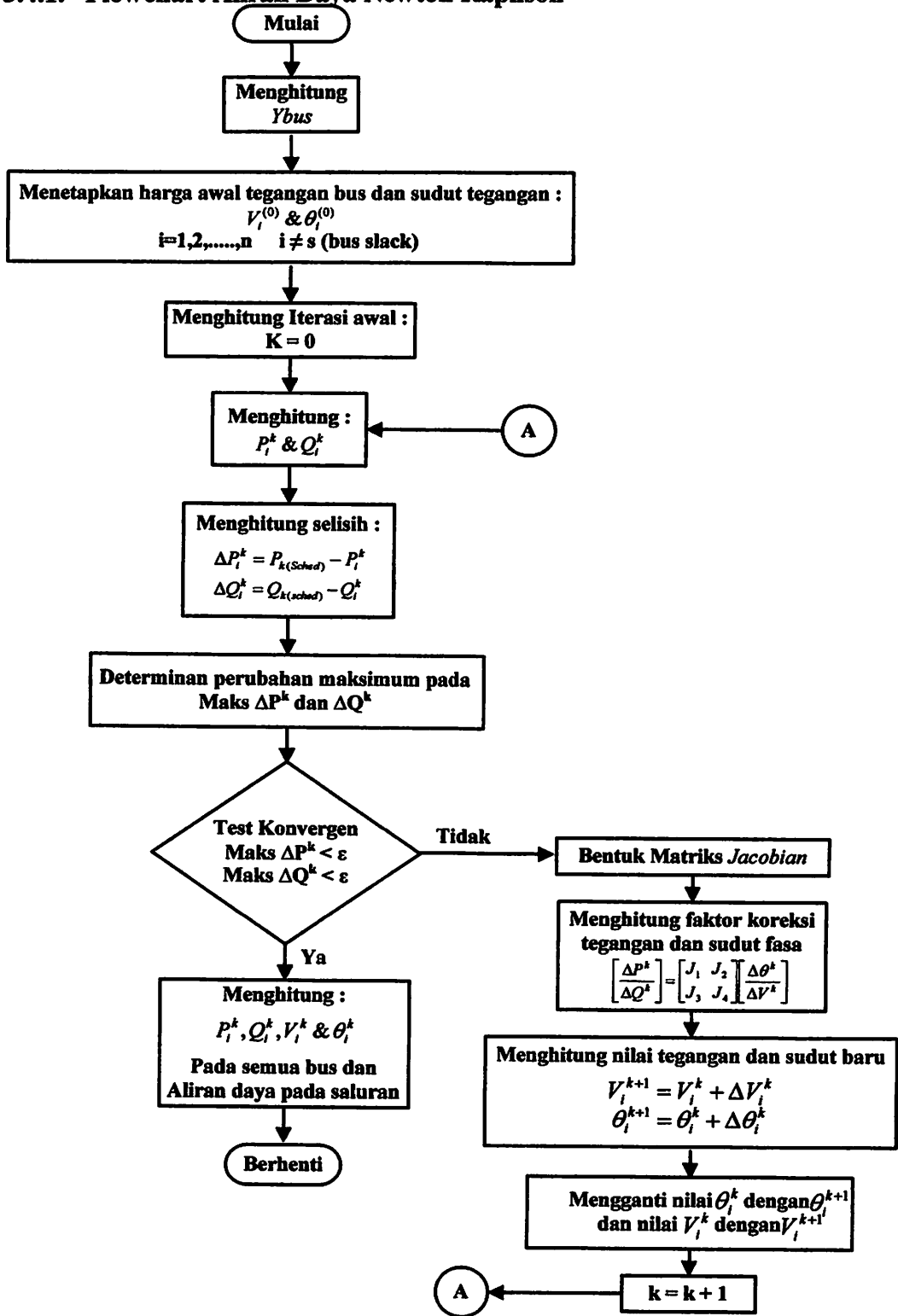
### 3.3.3. Algoritma *Inner Layer*

1. Mulai
2. Baca *Chromosom*
3. Mengubah data beban
4. Menghitung *Load Flow*
5. Formula matematik perencanaan daya reaktif :

$$\text{Min } f_c = W_c + I_c$$

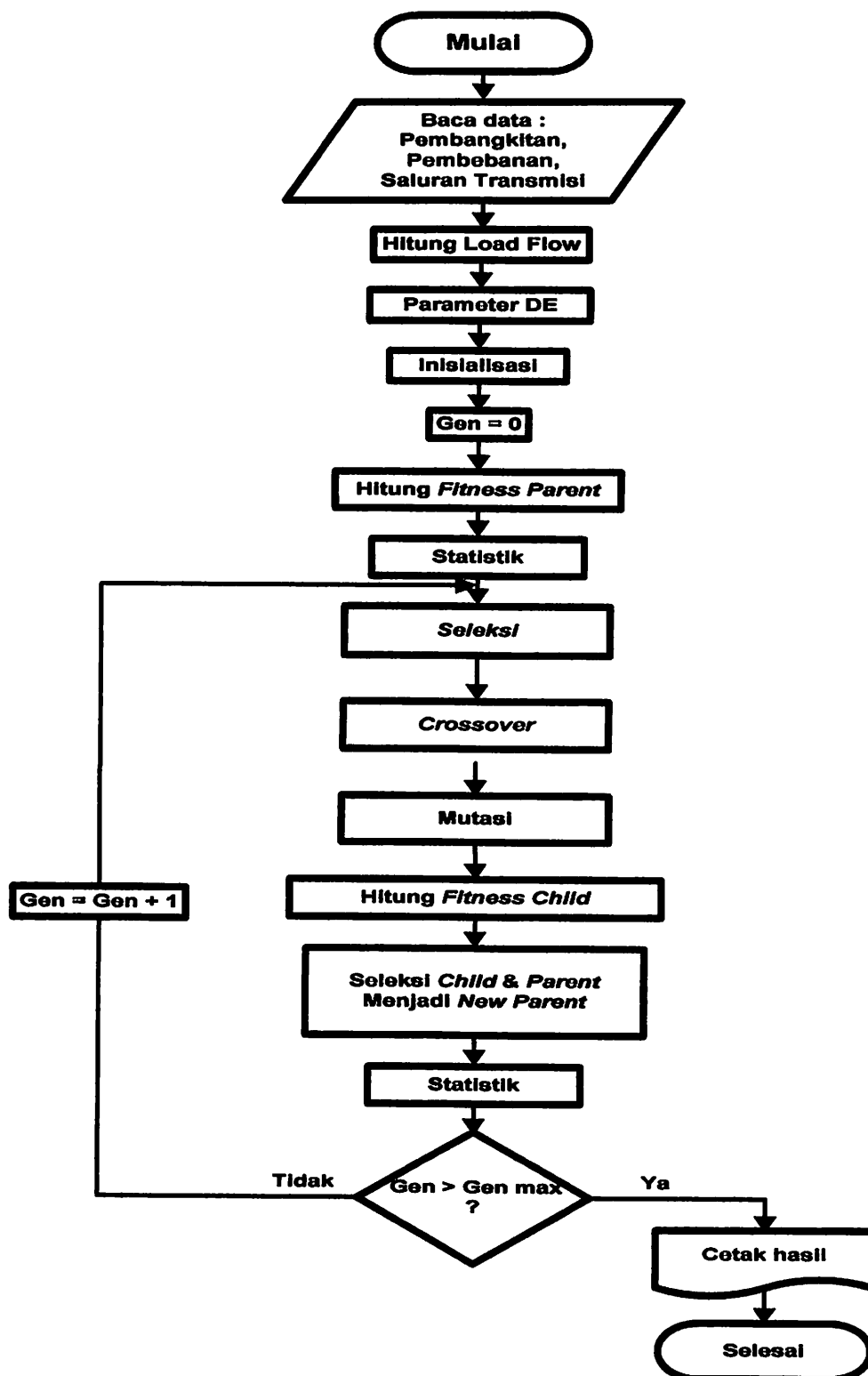
6. Kembali ke *Differential Evolution* (DE)

3.4. Flowchart Program  
3.4.1. Flowchart Aliran Daya Newton Raphson



Gambar 3.1.  
Flowchart Aliran Daya Newton Raphson

### 3.4.2. Flowchart Diferensial Evolusi



Gambar 3.2.  
Flowchart Algoritma *Differential Evolution*

3.4.3. Flowchart of Genetic Algorithm

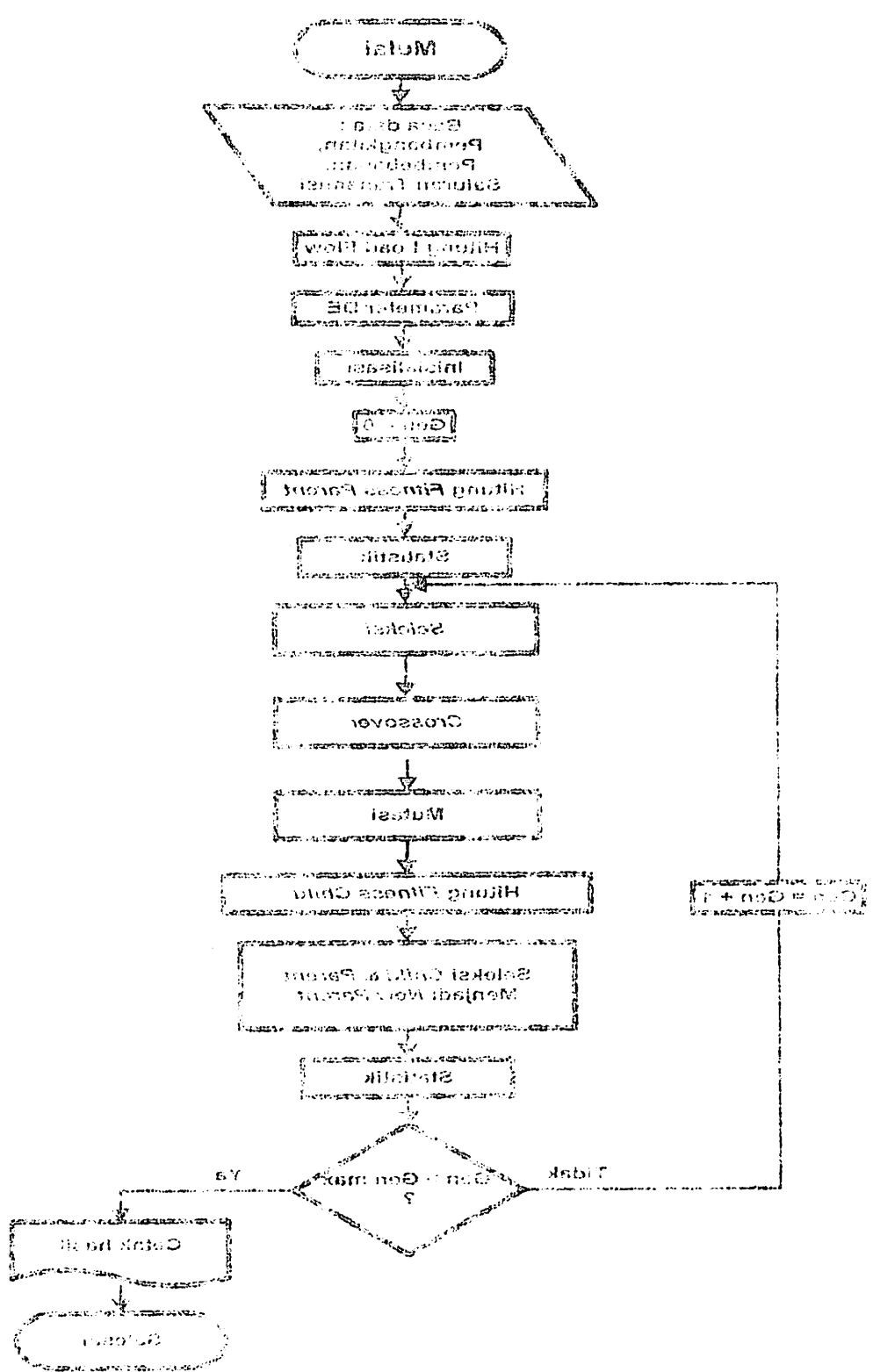
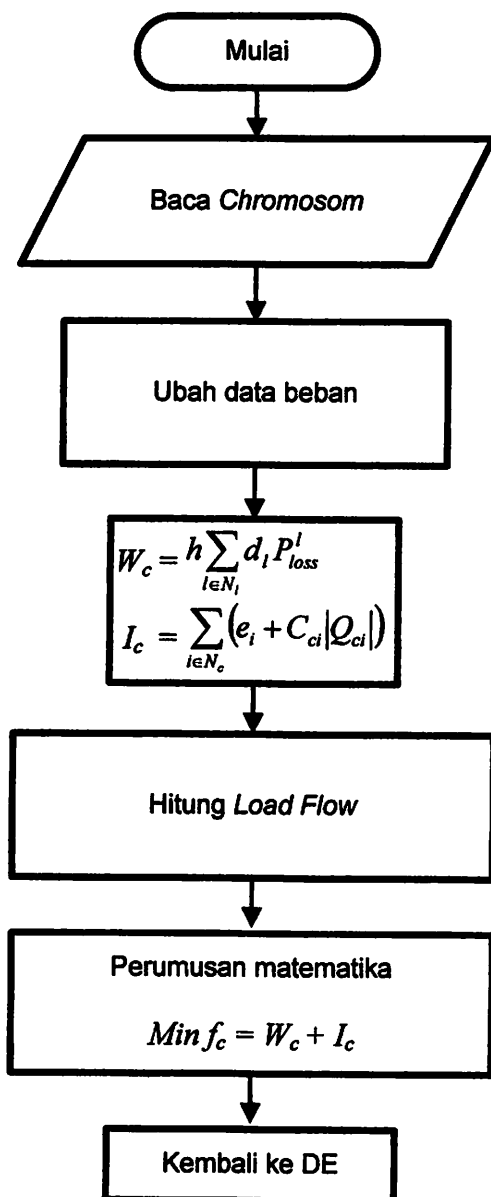


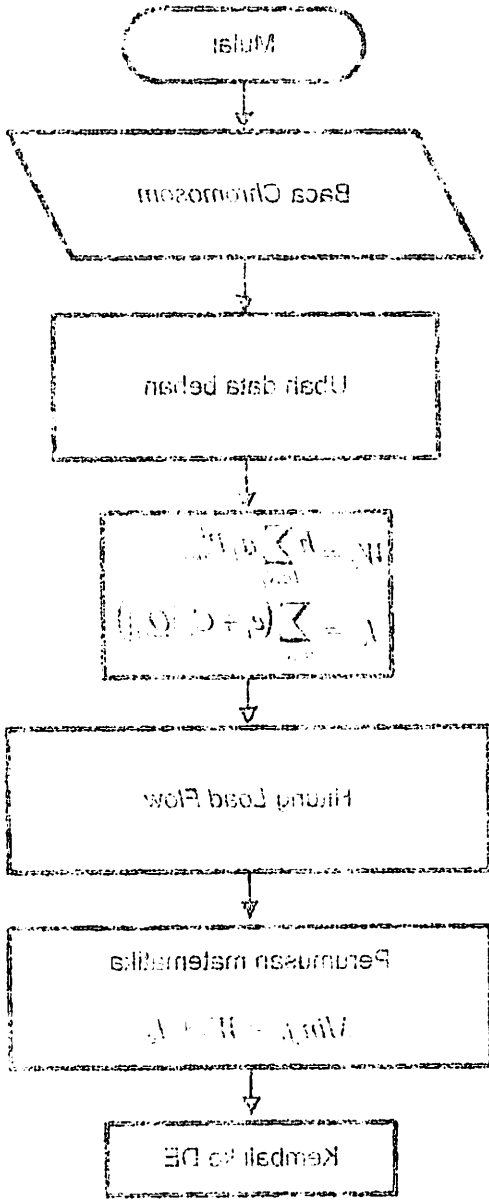
Figure 3.4.3. Flowchart of Genetic Algorithm

### 3.4.3. Flowchart Inner Layer



Gambar 3.3.  
Flowchart Inner Layer

3.4.3. Flowchart Inner Layer



3.4.4. Flowchart Inner Layer

### 3.5. Validasi Data IEEE 30 Untuk Menyelesaikan Permasalahan Optimasi

#### Daya Reaktif Dengan Menggunakan Metode *Differential Evolution*

##### 3.5.1. Data IEEE 30 Bus

Tabel 3.1.  
Data Bus IEEE 30

No. Bus	Tegangan		Pembangkitan		Pembebanan	
	Magnitude (pu)	Sudut (deg)	Aktif (MW)	Reaktif (MVAR)	Aktif (MW)	Reaktif (MVAR)
1	1,05	0	0	0	0	0
2	1,0338	0	57,56	0	43.400	25.400
3	1	0	0	0	4.800	2.400
4	1	0	0	0	15.200	3.200
5	1,058	0	24,56	0	188.400	38.000
6	1	0	0	0	0	0
7	1	0	0	0	45.600	21.800
8	1,023	0	35	0	60.000	60.000
9	1	0	0	0	0	0
10	1	0	0	0	11.600	4.000
11	1,0913	0	17,93	0	0	0
12	1	0	0	0	22.400	15.000
13	1,0883	0	16,91	0	0	0
14	1	0	0	0	12.400	3.200
15	1	0	0	0	16.400	5.000
16	1	0	0	0	7.000	3.600
17	1	0	0	0	18.000	11.600
18	1	0	0	0	6.400	1.800
19	1	0	0	0	19.000	6.800
20	1	0	0	0	4.400	1.400
21	1	0	0	0	35.000	22.400
22	1	0	0	0	0	0
23	1	0	0	0	6.400	3.200
24	1	0	0	0	17.400	13.400
25	1	0	0	0	0	0
26	1	0	0	0	7.000	4.600
27	1	0	0	0	0	0
28	1	0	0	0	0	0
29	1	0	0	0	4.800	1.800
30	1	0	0	0	21.200	3.800



Tabel 3.2.  
Data Saluran Impedansi IEEE 30

No. Saluran	Hubungan Bus	R (pu)	X (pu)	B (pu)
1	1-2	0,0192	0,0575	0,0264
2	1-3	0,0452	0,1852	0,0204
3	2-4	0,057	0,1737	0,0184
4	3-4	0,0132	0,0379	0,0042
5	3-5	0,0472	0,1983	0,0209
6	2-6	0,0581	0,1763	0,0187
7	4-6	0,0119	0,0414	0,0045
8	5-7	0,046	0,116	0,0102
9	6-7	0,0267	0,082	0,0085
10	6-8	0,012	0,042	0,0045
11	6-9	0,000	0,2082	0,0000
12	6-10	0,000	0,556	0,0000
13	9-11	0,000	0,208	0,0000
14	9-10	0,000	0,11	0,0000
15	4-12	0,000	0,256	0,0000
16	12-13	0,000	0,14	0,0000
17	12-14	0,1231	0,2559	0,0000
18	12-15	0,0602	0,1304	0,0000
19	12-16	0,0945	0,1987	0,0000
20	14-15	0,221	0,1997	0,0000
21	16-17	0,0824	0,1932	0,0000
22	15-18	0,107	0,2185	0,0000
23	18-19	0,0639	0,1292	0,0000
24	19-20	0,034	0,068	0,0000
25	10-20	0,0936	0,209	0,0000
26	10-17	0,0324	0,0845	0,0000
27	10-21	0,0348	0,0749	0,0000
28	10-22	0,0727	0,1499	0,0000
29	21-22	0,0116	0,0236	0,0000
30	15-23	0,1	0,202	0,0000
31	22-24	0,115	0,179	0,0000
32	23-24	0,132	0,27	0,0000
33	24-25	0,1885	0,3292	0,0000
34	25-26	0,2544	0,38	0,0000
35	25-27	0,1093	0,2087	0,0000
36	28-27	0	0,396	0,0000
37	27-29	0,2198	0,4153	0,0000
38	27-30	0,3202	0,6027	0,0000

39	29-30	0,2399	0,4533	0,0000
40	8-28	0,0636	0,2	0,0214
41	6-28	0,0169	0,0599	0,0065

BAB  
IV

## BAB IV

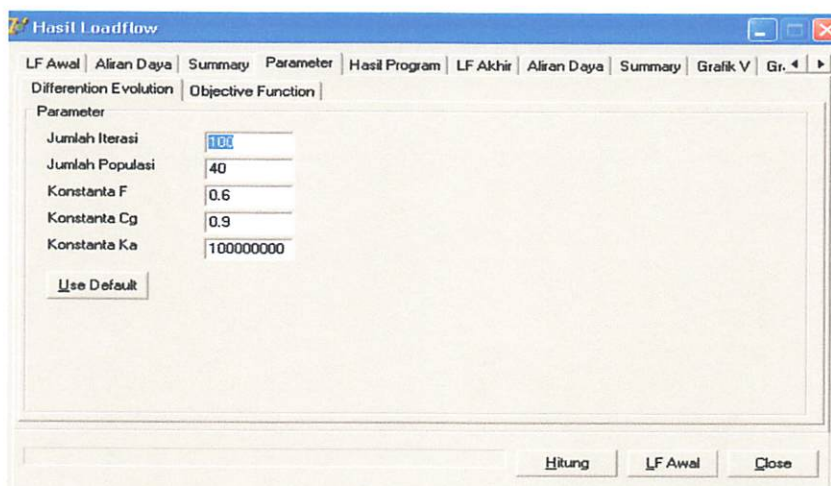
### OPTIMASI DAYA REAKTIF DENGAN MENGGUNAKAN METODE *DIFFERENTIAL EVOLUTION* PADA SALURAN TRANSMISI 150 KV PAITON - BALI

#### 4.1. Program Komputer Optimisasi Daya Reaktif Dengan Menggunakan Metode *Differential Evolution* Pada Sistem Transmisi Paiton – Bali.

Program komputer dalam skripsi ini dijalankan dengan menggunakan bahasa pemrograman Borland Delphi versi 7.0 dengan sistem operasi Windows XP profesional dan diaplikasikan pada komputer intel celeron M Processor 370, dengan memori 256MB.

#### 4.2. Hasil Validasi IEEE 30 Dengan Menggunakan Metode *Differential Evolution*

##### 1. Tampilan Parameter Validasi



**Gambar 4.1**  
**Tampilan Parameter *Differential Evolution***

Hasil Loadflow

LF Awal | Aliran Daya | Summary | Parameter | Hasil Program | LF Akhir | Aliran Daya | Summary | Grafik V | Gr. 1

Differentiation Evolution | Objective Function

Parameter

Konstanta Kp	1000	Per Unit Energy Cost	60	\$/MWh
Konstanta Kq	1000	Fixed Cost Capacitor	1000	\$
Konstanta Kv	10000000	Per Unit Capacitor Cost	300	\$/MVAR
Konstanta Ks	1000	Jumlah Kapasitor	4	
Batas Tegangan (pu)	0.94   1.06			pu
Batas Tap Trafo	0.9   1.1			pu
Batas Capacitor	0   50			MVAR
Step Tap Trafo	0.001			pu
Step Capacitor	2.5			MVAR
Duration of Load Level	8760			h

Hitung | LF Awal | Close

**Gambar 4.2**  
Tampilan Parameter *Objective Function*

Hasil Loadflow

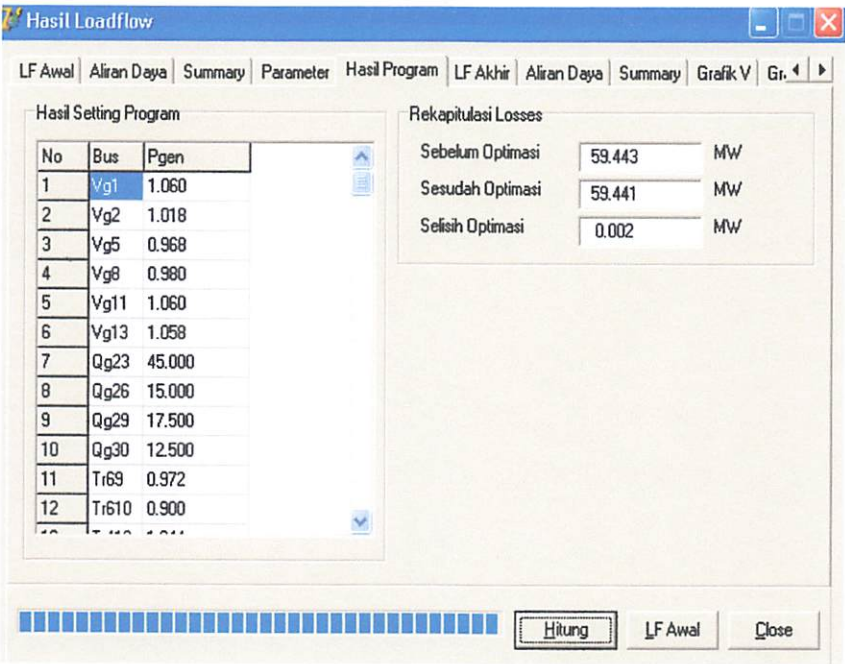
LF Awal | Aliran Daya | Summary | Parameter | Hasil Program | LF Akhir | Aliran Daya | Summary | Grafik V | Gr. 1

Bus	absV (pu)	sudV (deg)	Pg (MW)	Qg (MVAR)	PL (MW)	QL (MVAR)	Supr (pu)	Type Bus
1	1.06000	0.00000	474.281	15.044	0.000	0.000	0.000	1
2	1.01757	-0.17623	57.560	92.029	43.400	25.400	0.000	2
3	0.98922	-0.25107	0.000	0.000	4.800	2.400	0.000	3
4	0.97810	-0.30486	0.000	0.000	15.200	3.200	0.000	3
5	0.96849	-0.47083	24.560	91.231	188.400	38.000	0.000	2
6	0.96995	-0.35801	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3
7	0.95099	-0.42416	0.000	0.000	45.600	21.800	0.000	3
8	0.98032	-0.37524	35.000	92.047	60.000	60.000	0.000	2
9	1.00401	-0.44707	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3
10	0.98233	-0.51486	0.000	0.000	11.600	4.000	0.000	3
11	1.06000	-0.41202	17.930	28.848	0.000	0.000	0.000	2
12	0.99651	-0.49268	0.000	0.000	22.400	15.000	0.000	3
13	1.05774	-0.47022	16.910	46.452	0.000	0.000	0.000	2
14	0.97994	-0.53100	0.000	0.000	12.400	3.200	0.000	3
15	0.98400	-0.54395	0.000	0.000	16.400	5.000	0.000	3

Hitung | LF Awal | Close

**Gambar 4.3**  
Hasil Load Flow Akhir





Gambar 4.4  
Tampilan Hasil Validasi IEEE 30

Tabel 4.1  
Perbandingan Data Jurnal Dengan Hasil Pengujian

	Data Jurnal	Hasil Pengujian
	Rugi Daya (MW)	Rugi Daya (MW)
Sebelum Optimasi	59,917	59,443
Setelah Optimasi	59,773	59,441
Selisih Optimasi	0,144	0,002

**Tabel 4.2**  
**Data IEEE Hasil Uji Validasi**

No.	Bus	Kapasitor
		( MVAR )
1	23	45.0
2	26	15.0
3	29	17.5
4	30	12.5

Setelah dilakukan analisa dan perhitungan, maka diperoleh rugi daya aktif dari data IEEE 30 sebesar 59,441 MW sedangkan dari data Alfredo A. Cuello-Reyna and José R. Cedeno-Maldonado, "A Differential Evolution Approach to Optimal Reactive Power Planning," 2006, diperoleh rugi daya aktif sebesar 59,773 MW.

$$\%error = \frac{\text{hasil jurnal} - \text{hasil pengujian}}{\text{hasil jurnal}} \times 100\%$$

$$\%error = \frac{59,773 - 59.441}{59,773} \times 100\%$$

$$\%error = 0,5554\%$$

Dari proses validasi di atas maka didapatkan *error* sebesar 0,5554 %.

#### **4.3. Sistem Transmisi 150 kV Sub Sistem Paiton – Bali**

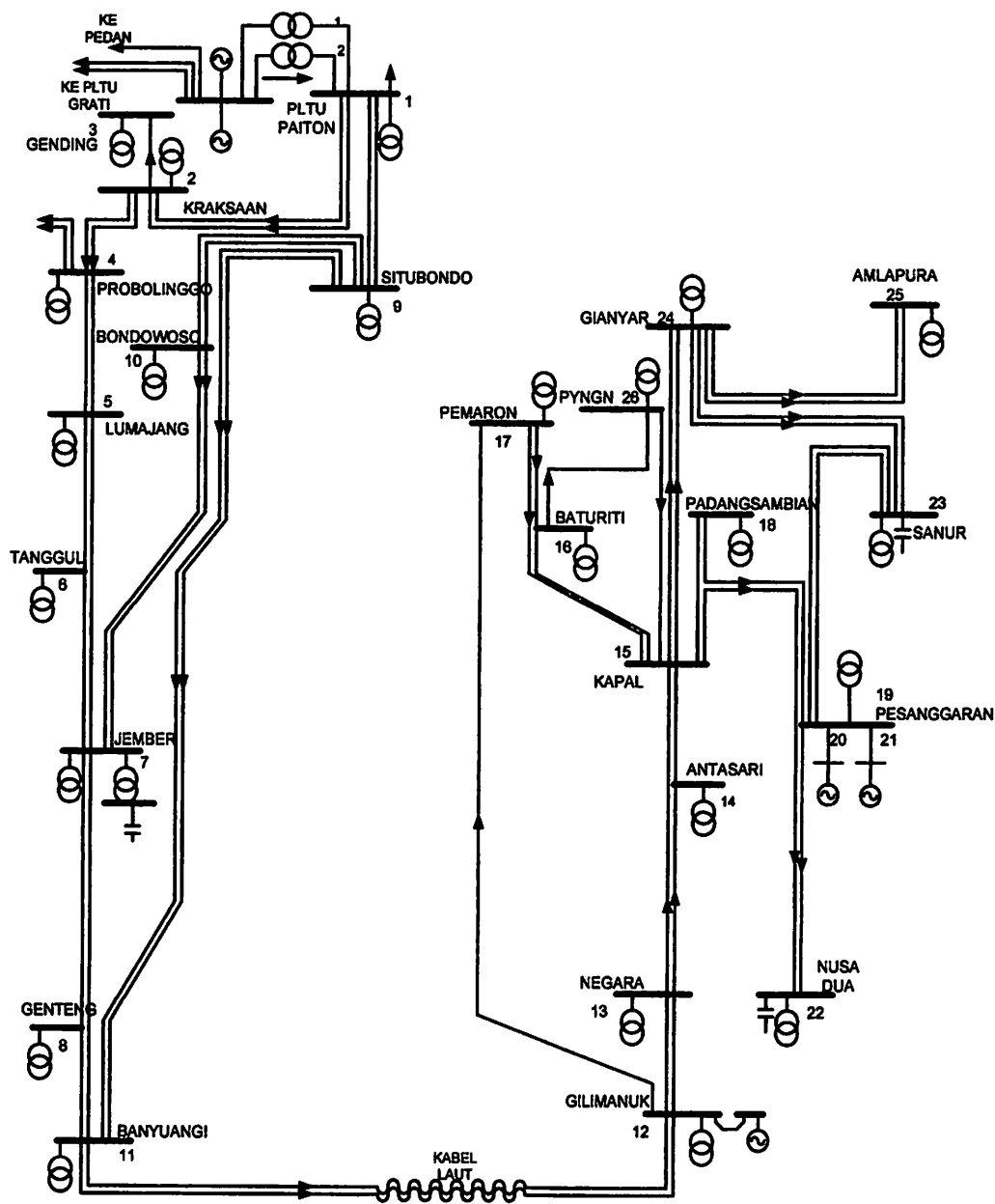
Sistem transmisi 150 kV sub sistem Paiton – Bali terdiri dari 26 bus dengan 36 saluran. Gambar 4.5 menunjukkan diagram segaris jaringan transmisi 150 kV Paiton – Bali. Untuk mengetahui penomoran bus dari sistem transmisi 150 kV Paiton – Bali dapat dilihat pada tabel 4-3.

Data yang akan diambil dari saluran transmisi sub sistem Paiton – Bali adalah data pembebanan, data saluran. Kemudian dari data yang didapat dilakukan analisa aliran daya menggunakan metode Newton Raphson untuk mengetahui keadaan tegangan pada setiap bus dari sistem jaringan, besarnya daya yang mengalir pada setiap cabang dari struktur jaringan serta besar rugi – rugi daya aktif dan daya reaktif pada setiap cabang jaringan. Agar memudahkan perhitungan maka digunakan system per-unit (pu), dimana :

1. Tegangan Dasar : 150 kV
2. Daya Dasar : 100 MVA



GAMBAR  
SALURAN TRANSMISI 150 KV SUB SISTEM  
PAITON DAN BALI



Sumber : PT. PLN (persero) P3B Jawa-Bali

Gambar 4.5  
Diagram Segaris Jaringan Sistem Tenaga Listrik  
Sub Sistem 150 kV Paiton-Bali

**Tabel 4-3**  
**Penomoran Bus 150 kV Sub Sistem Paiton dan Bali**

<b>No. Bus</b>	<b>Nama Bus</b>
1	PAITON
2	KRAKSAAN
3	GENDING
4	PROBOLINGGO
5	LUMAJANG
6	TANGGUL
7	JEMBER
8	GENTENG
9	SITUBONDO
10	BONDOWOSO
11	BANYUWANGI
12	GILIMANUK
13	NEGARA
14	ANTOSARI
15	KAPAL
16	BATURITI
17	PEMARON
18	PADANG SAMBIAN
19	PESANGGARAN
20	PLTD PESANGGARAN
21	PLTG PESANGGARAN
22	NUSA DUA
23	SANUR
24	GIANYAR
25	AMLAPURA
26	PAYANGAN

#### 4.3.1 Data Pembangkitan dan Pembebanan 150 kV Sub Sistem Paiton-Bali

Berdasarkan data pada referensi maka dilakukan pengolahan data untuk mengubah dasar tegangan ke dalam pu. Serta perhitungan  $P_{load}$  dan  $Q_{load}$ .

Pada bus nomor 1, maka :

$$\text{Tegangan Dasar} = 150 \text{ kV}$$

$$\text{Tegangan Sebenarnya} = 153,6 \text{ kV}$$

$$\text{Tegangan (pu)} = \frac{\text{Tegangan sebenarnya}}{\text{Tegangan dasar}}$$

$$\text{Tegangan (pu)} = \frac{153,6}{150} = 1,024 \text{ pu}$$

$$P_{beban} = 18 + 21 = 39 \text{ MW}$$

$$Q_{beban} = 9 \text{ MVAR}$$

Untuk selanjutnya dilakukan perhitungan seperti langkah di atas, sehingga didapatkan hasil yang ditunjukkan pada tabel 4.4

**Tabel 4-4**  
**Data Pembangkitan dan Pembebanan 150 kV Sub Sistem Paiton dan Bali**

No	Nama Bus	Tegangan (pu)	Pgenerator (MW)	Qgenerator (MVAR)	Pload (MW)	Qload (MVAR)	Tipe
1	PAITON	1,024	-	-	39	9	1
2	KRAKSAN	-	-	-	15	7	3
3	GENDING	-	-	-	19	11	3
4	PROBOLINGGO	-	-	-	39	16	3
5	LUMAJANG	-	-	-	41	16	3
6	TANGGUL	-	-	-	21	7.7	3
7	JEMBER	-	-	48	58	25	3
8	GENTENG	-	-	-	37	18	3
9	SITUBONDO	-	-	-	23	4.6	3
10	BONDOWOSO	-	-	-	20	7.7	3
11	BANYUWANGI	-	-	-	38	15	3
12	GILIMANUK	0,99	99,9	-	5.1	1.8	2
13	NEGARA	-	-	-	11.5	4.4	3
14	ANTOSARI	-	-	-	6.3	4	3
15	KAPAL	-	-	20	49.4	16.2	3
16	BATURITI	-	-	-	4.5	0.5	3
17	PEMARON	-	-	-	22.8	7.3	3
18	PDG SAMBIAN	-	-	-	25	10.9	3
19	PESANGGARAN	-	-	-	60.3	22.9	3
20	PLTD PSGRAN	0,95	23,7	-	-	-	2
21	PLTG PSGRAN	0,95	57,8	-	-	-	2
22	NUSADUA	-	-	25	40.9	14.9	3
23	SANUR	-	-	25	47.5	15.5	3
24	GIANYAR	-	-	-	32	10	3
25	AMLAPURA	-	-	-	11.3	5.5	3
26	PAYANGAN	-	-	-	10.9	2.7	3

**Ket: 1 : bus slack**

**2 : bus generator**

**3 : bus beban**



#### 4.3.2. Data Saluran Transmisi 150 kV Sub Sistem Paiton-Bali

Berdasarkan data, maka dilakukan pengolahan data untuk saluran transmisi sistem Paiton – Bali. Sebagai contoh pada hubungan saluran 1-2 dilakukan perhitungan sebagai berikut:

Untuk nilai R, X, B didapat dari data karakteristik Transmisi UPT Probolinggo, yang mana hubungan bus dari 1 – 2 adalah bus Paiton – Kraksaan, yang mana indeks nomor pada kolom di tabel data karakteristik menandakan cara perhitungannya.

$$R = \frac{R_1 \times R_2}{R_1 + R_2} = \frac{0,0105 \times 0,0105}{0,0105 + 0,0105} = \frac{1,1025 \times 10^{-4}}{0,021} = 0,0053 \text{ pu}$$

$$X = \frac{X_1 \times X_2}{X_1 + X_2} = \frac{0,0359 \times 0,0359}{0,0359 + 0,0359} = \frac{1,2888 \times 10^{-3}}{0,0718} = 0,0179 \text{ pu}$$

$$B = \frac{B_1 \times B_2}{B_1 + B_2} = \frac{0,0130 \times 0,0130}{0,0130 + 0,0130} = \frac{1,69 \times 10^{-4}}{0,026} = 0,0065 \text{ pu}$$

Dengan cara yang sama seperti pada contoh diatas untuk saluran yang lainnya maka diperoleh hasil seperti pada tabel 4-5

**Tabel 4-5**  
**Data Saluran Transmisi 150 kV Sub Sistem Paiton-Bali**

No	Hubungan Bus	Jumlah Sirkuit	R (pu)	X (pu)	B (pu)
1	1 – 2	2	0,0053	0,0179	0,0065
2	1 – 9	2	0,0048	0,0346	0,0251
3	2 – 3	1	0,01	0,0340	0,0123

4.3.2. Data Saluran Transmisi 150 KV Sub Sistem Patton-Bali

Berdasarkan data maka dilakukan pengolahan data untuk saluran transmisi sistem Patton - Bali. Sebagai contoh pada hubungan saluran 1-2 dilakukan perhitungan sebagai berikut:

Untuk nilai  $R$ ,  $X$ ,  $B$  didapat dari data karakteristik Transmisi UPT Probolinggo yang mana hubungan bus dari 1 -- 2 adalah bus Patton -- Kraksaan yang mana indeks nomor pada kolom di tabel data karakteristik menandakan cara perhitungan:

$$R = \frac{R_1 + R_2}{R_1 \times R_2} = \frac{0,0102 + 0,0102}{0,0102 \times 0,0102} = \frac{1,1032 \times 10^{-4}}{0,021} = 0,0053 \text{ pu}$$
$$X = \frac{X_1 + X_2}{X_1 \times X_2} = \frac{0,0329 + 0,0329}{0,0329 \times 0,0329} = \frac{1,3888 \times 10^{-3}}{0,0718} = 0,0179 \text{ pu}$$
$$B = \frac{B_1 + B_2}{B_1 \times B_2} = \frac{0,0130 + 0,0130}{0,0130 \times 0,0130} = \frac{1,69 \times 10^{-4}}{0,026} = 0,0065 \text{ pu}$$

Dengan cara yang sama seperti pada contoh diatas untuk saluran yang lainnya maka diperoleh hasil seperti pada tabel 4-2

Tabel 4-2  
Data Saluran Transmisi 150 KV Sub Sistem Patton-Bali

No	Pada Hubungan	Jumlah Saluran	R (pu)	X (pu)	B (pu)
1	1 – 2	2	0,0053	0,0179	0,0065
2	1 – 9	2	0,0048	0,0349	0,0251
3	2 – 3	1	0,01	0,0349	0,0123

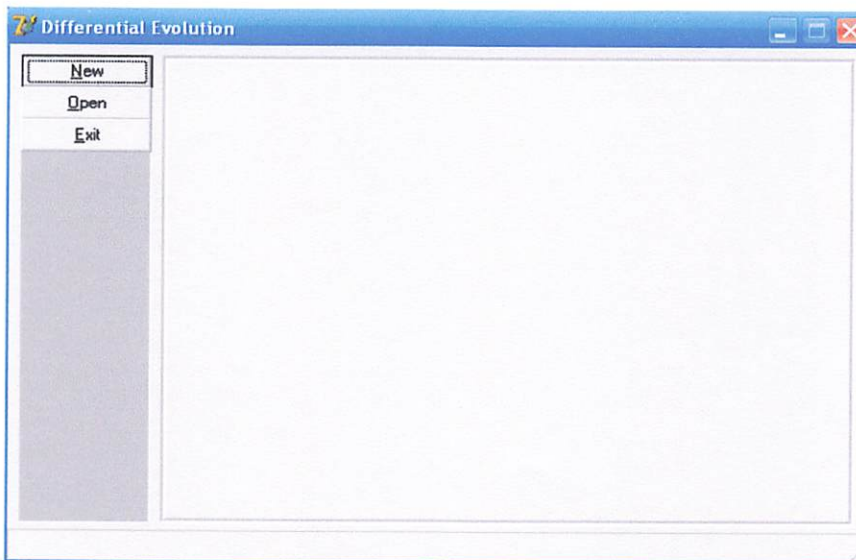
4	2 – 4	2	0,0079	0,0269	0,0097
5	4 – 5	2	0,0135	0,0460	0,0166
6	5 – 6	1	0,0167	0,0571	0,0206
7	5 – 7	1	0,0315	0,1077	0,0389
8	6 – 7	1	0,0148	0,0506	0,0183
9	7 – 8	1	0,0337	0,1151	0,0415
10	7 – 10	2	0,0104	0,0353	0,0128
11	7 – 11	1	0,0430	0,1469	0,0530
12	8 – 11	1	0,0177	0,0604	0,0218
13	9 – 10	2	0,0091	0,0310	0,0112
14	9 – 11	2	0,0966	0,0457	0,0340
15	11 – 12	2	0,0016	0,0035	-
16	12 – 13	2	0,0116	0,0034	0,0124
17	12 – 17	1	0,0399	0,1314	0,0502
18	13 – 14	1	0,0270	0,0783	0,0288
19	13 – 15	1	0,0412	0,1194	0,0439
20	14 – 15	1	0,0142	0,0411	0,0151
21	15 – 17	1	0,0556	0,1054	0,0369
22	15 – 18	1	0,0105	0,0304	0,0112
23	15 – 19	1	0,0105	0,0304	0,0112
24	15 – 22	1	0,0293	0,0561	0,0195
25	15 – 24	2	0,0059	0,0170	0,0063
26	15 – 26	1	0,01320	0,03830	0,00705
27	16 – 17	1	0,0194	0,0371	0,0129
28	16 – 26	1	0,01710	0,04940	0,0091
29	18 – 19	1	0,0045	0,0130	0,0048
30	19 – 20	1	0,0020	0,0044	-
31	19 – 21	1	0,0020	0,0056	-

32	19 – 22	1	0,0127	0,0243	0,0084
33	19 – 23	2	0,0037	0,0070	0,0025
34	23 – 24	2	0,0078	0,0149	0,0052
35	24 – 25	2	0,0103	0,0298	0,0110

### 4.3.3 Prosedur Pelaksanaan Program Perhitungan

Prosedur menjalankan program perhitungan dengan menggunakan bahasa pemrograman Borland Delphi versi 7.0 dapat dilakukan sebagai berikut:

1. Menu utama program, tekan tombol *Open File* untuk membuka data yang sudah tersimpan, setelah menekan tombol *Open File* maka akan keluar tampilan data seperti pada gambar 4-7



**Gambar 4-6**  
**Menu Utama Program**



**Tampilan Data**

General | Data Bus | Data Saluran | Data Generator

Jumlah Bus: 26

Jumlah Saluran: 35

Tegangan Dasar: 150 kV

Daya Dasar: 100 MVA

Parameter Saluran: pu

Next Close

**Gambar 4-7**  
**Tampilan Data Program**

2. Tekan tombol *Loadflow* untuk melihat hasil perhitungan *Loadflow* awal

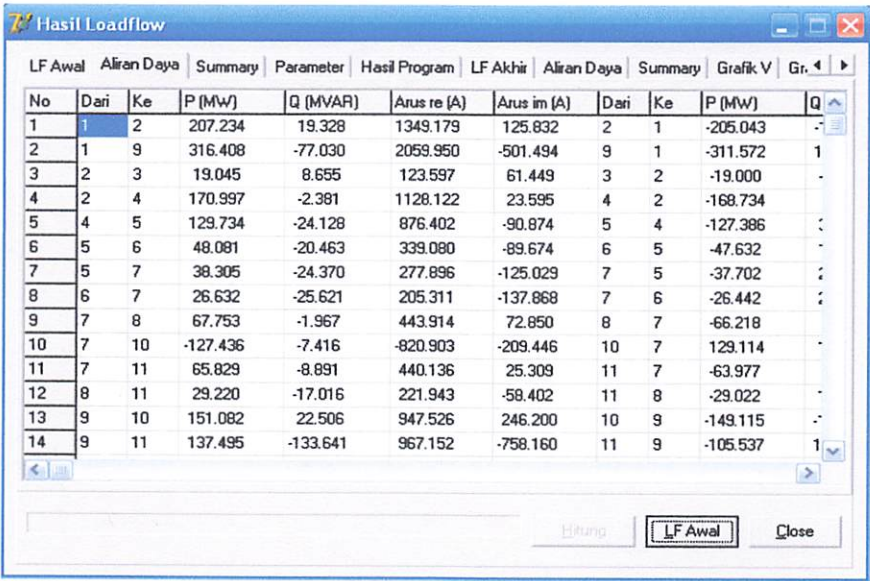
**Hasil Loadflow**

Bus	absV (pu)	sudV (deg)	Pg (MW)	Qg (MVAR)	PL (MW)	QL (MVAR)	Supr (pu)	Type Bus
1	1.02400	0.00000	562.642	-48.702	39.000	9.000	0.000	1
2	1.01039	-0.03484	0.000	0.000	15.000	7.000	0.000	3
3	1.00518	-0.04023	0.000	0.000	19.000	11.000	0.000	3
4	0.99843	-0.06056	0.000	0.000	39.000	16.000	0.000	3
5	0.99323	-0.14384	0.000	0.000	41.000	16.000	0.000	3
6	0.99622	-0.17470	0.000	0.000	21.000	7.700	0.000	3
7	1.00450	-0.19169	0.000	48.000	58.000	25.000	0.000	3
8	0.98224	-0.27005	0.000	0.000	37.000	18.000	0.000	3
9	1.04018	-0.10633	0.000	0.000	23.000	4.600	0.000	3
10	1.02080	-0.14842	0.000	0.000	20.000	7.700	0.000	3
11	0.98636	-0.29099	0.000	0.000	38.000	15.000	0.000	3
12	0.99000	-0.29961	99.900	159.022	5.100	1.800	0.000	2
13	0.96910	-0.30831	0.000	0.000	11.500	4.400	0.000	3
14	0.95438	-0.38291	0.000	0.000	6.300	3.000	0.000	3
15	0.94920	-0.41985	0.000	20.000	49.400	16.200	0.000	3

Hitung LF Awal Close

**Gambar 4-8**  
**Tampilan Loadflow awal**

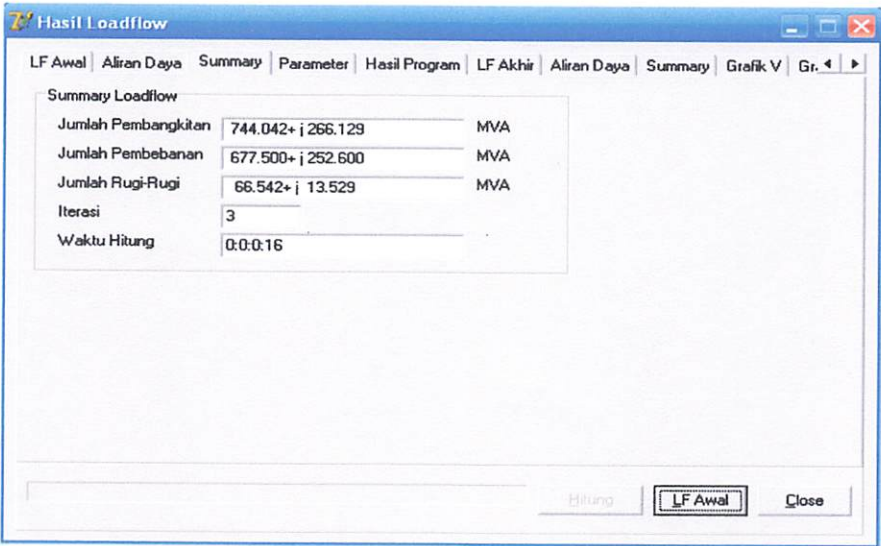
3. Tekan Aliran Daya untuk mengetahui aliran daya pada tiap bus



No	Dari	Ke	P (MW)	Q (MVAR)	Arus re (A)	Arus im (A)	Dari	Ke	P (MW)	Q
1	1	2	207.234	19.328	1349.179	125.832	2	1	-205.043	-
2	1	9	316.408	-77.030	2059.950	-501.494	9	1	-311.572	1
3	2	3	19.045	8.655	123.597	61.449	3	2	-19.000	-
4	2	4	170.997	-2.381	1128.122	23.595	4	2	-168.734	-
5	4	5	129.734	-24.128	876.402	-90.874	5	4	-127.386	-
6	5	6	48.081	-20.463	339.080	-89.674	6	5	-47.632	-
7	5	7	38.305	-24.370	277.896	-125.029	7	5	-37.702	-
8	6	7	26.632	-25.621	205.311	-137.868	7	6	-26.442	-
9	7	8	67.753	-1.967	443.914	72.850	8	7	-66.218	-
10	7	10	-127.436	-7.416	-820.903	-209.446	10	7	129.114	-
11	7	11	65.829	-8.891	440.136	25.309	11	7	-63.977	-
12	8	11	29.220	-17.016	221.943	-58.402	11	8	-29.022	-
13	9	10	151.082	22.506	947.526	246.200	10	9	-149.115	-
14	9	11	137.495	-133.641	967.152	-758.160	11	9	-105.537	1

Gambar 4-9  
Tampilan Aliran Daya Hasil Perhitungan *Loadflow* Awal

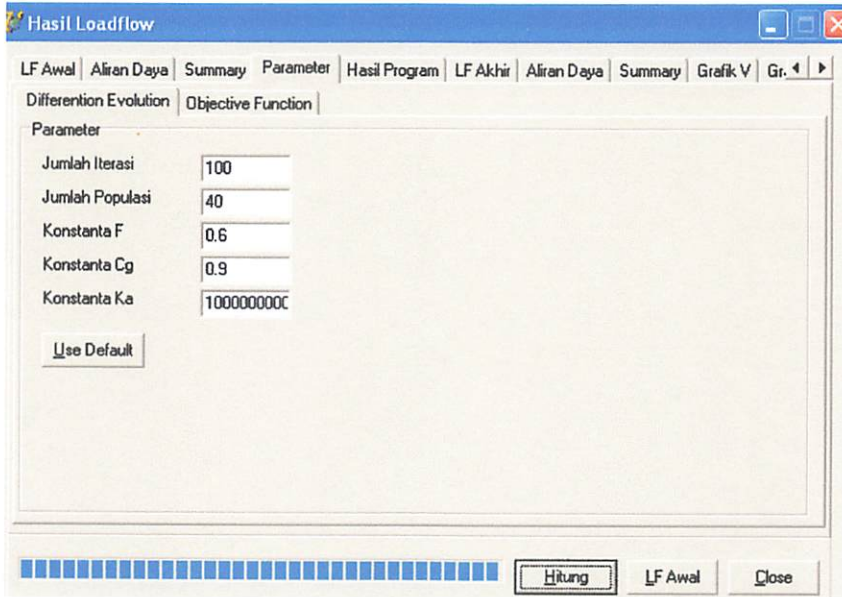
4. Tekan tombol *Summary* untuk melihat hasil total pembangkitan, pembebanan dan rugi daya pada kondisi awal.



Summary Loadflow		
Jumlah Pembangkitan	744.042+ j 266.129	MVA
Jumlah Pembebanan	677.500+ j 252.600	MVA
Jumlah Rugi-Rugi	66.542+ j 13.529	MVA
Iterasi	3	
Waktu Hitung	0:0:0.16	

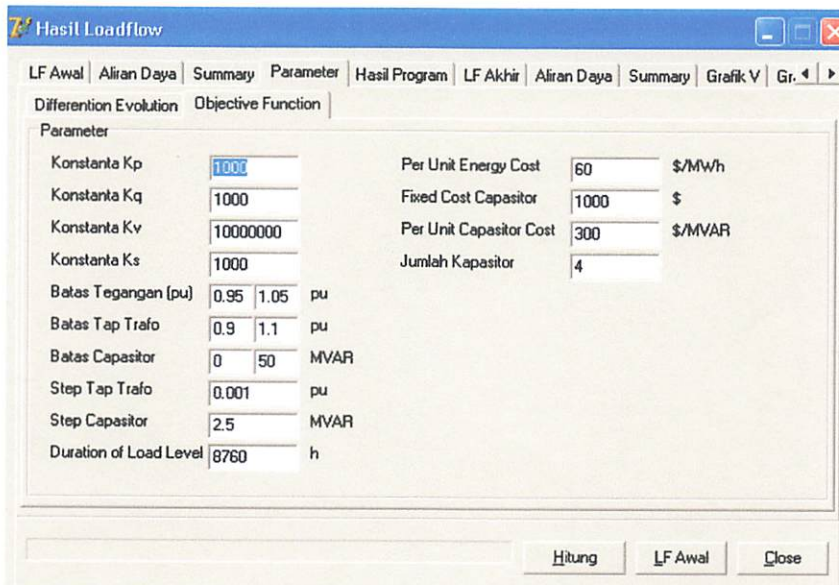
Gambar 4-10  
Tampilan *Summary* pada kondisi awal

5. Tekan tombol *Parameter* untuk melihat Parameter dari *Differential Evolution*, lalu tekan tombol *use default*.



**Gambar 4-11**  
**Tampilan Parameter *Differential Evolution***

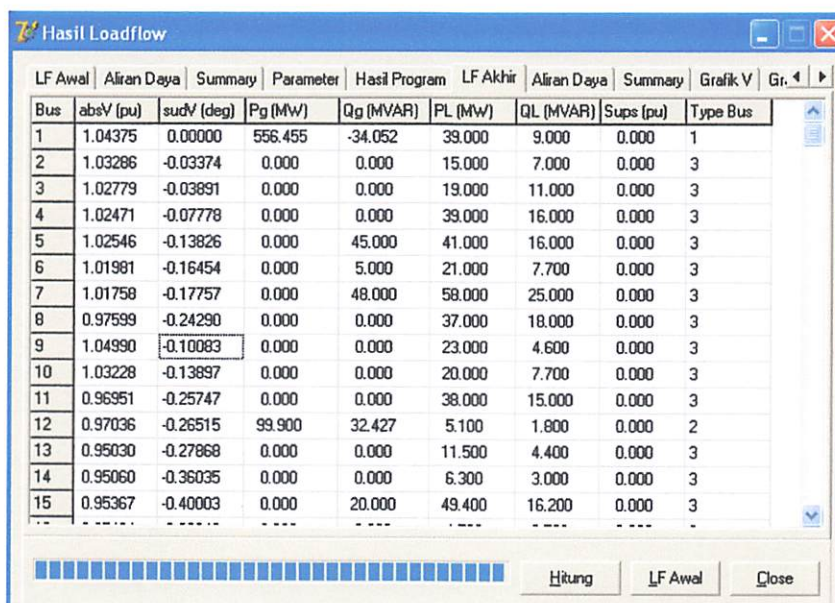
6. Kemudian tekan tombol *Objective Function*



**Gambar 4-12**  
**Tampilan *Objective Function***



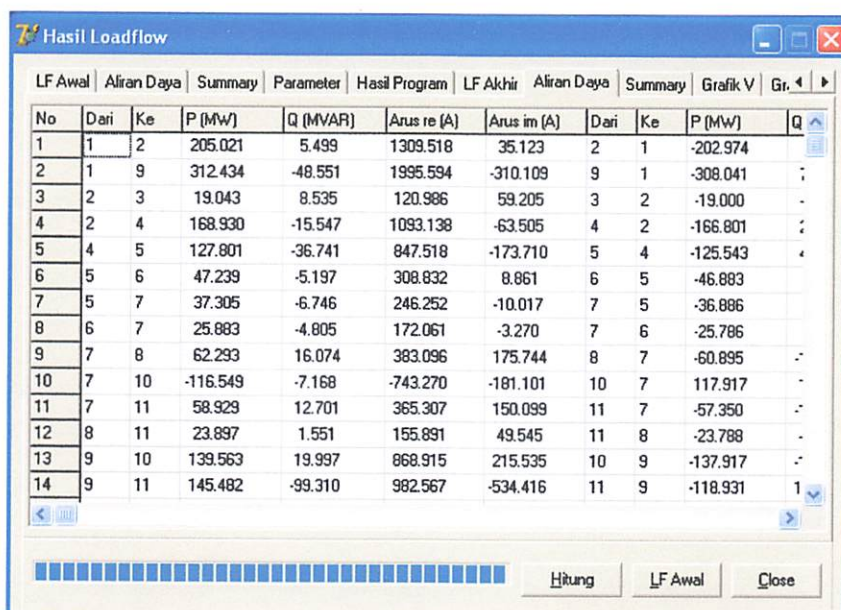
7. Tekan tombol *Loadflow akhir* untuk melihat hasil perhitungan *loadflow*



Bus	absV (pu)	sudV (deg)	Pg (MW)	Qg (MVAR)	PL (MW)	QL (MVAR)	Sups (pu)	Type Bus
1	1.04375	0.00000	556.455	-34.052	39.000	9.000	0.000	1
2	1.03286	-0.03374	0.000	0.000	15.000	7.000	0.000	3
3	1.02779	-0.03891	0.000	0.000	19.000	11.000	0.000	3
4	1.02471	-0.07778	0.000	0.000	39.000	16.000	0.000	3
5	1.02546	-0.13826	0.000	45.000	41.000	16.000	0.000	3
6	1.01981	-0.16454	0.000	5.000	21.000	7.700	0.000	3
7	1.01758	-0.17757	0.000	48.000	58.000	25.000	0.000	3
8	0.97599	-0.24290	0.000	0.000	37.000	18.000	0.000	3
9	1.04990	-0.10083	0.000	0.000	23.000	4.600	0.000	3
10	1.03228	-0.13897	0.000	0.000	20.000	7.700	0.000	3
11	0.96951	-0.25747	0.000	0.000	38.000	15.000	0.000	3
12	0.97036	-0.26515	99.900	32.427	5.100	1.800	0.000	2
13	0.95030	-0.27868	0.000	0.000	11.500	4.400	0.000	3
14	0.95060	-0.36035	0.000	0.000	6.300	3.000	0.000	3
15	0.95367	-0.40003	0.000	20.000	49.400	16.200	0.000	3

**Gambar 4-13**  
**Tampilan *Loadflow akhir***

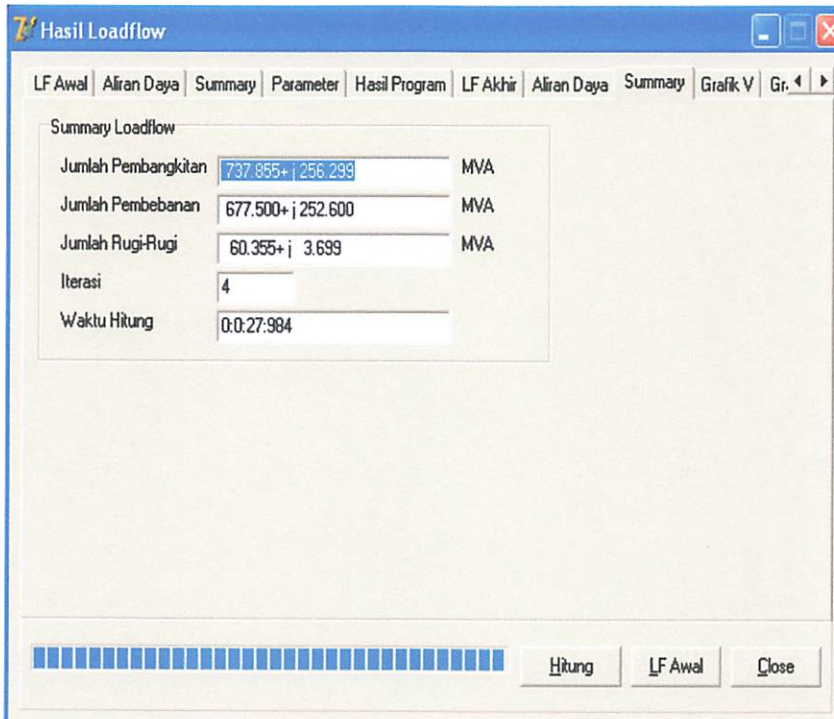
8. Tekan tombol *Aliran Daya* untuk mengetahui aliran daya pada tiap bus



No	Dari	Ke	P (MW)	Q (MVAR)	Arus re (A)	Arus im (A)	Dari	Ke	P (MW)	Q
1	1	2	205.021	5.499	1309.518	35.123	2	1	-202.974	
2	1	9	312.434	-48.551	1995.594	-310.109	9	1	-308.041	
3	2	3	19.043	8.535	120.986	59.205	3	2	-19.000	
4	2	4	168.930	-15.547	1093.138	-63.505	4	2	-166.801	
5	4	5	127.801	-36.741	847.518	-173.710	5	4	-125.543	
6	5	6	47.239	-5.197	308.832	8.861	6	5	-46.883	
7	5	7	37.305	-6.746	246.252	-10.017	7	5	-36.886	
8	6	7	25.883	-4.805	172.061	-3.270	7	6	-25.786	
9	7	8	62.293	16.074	383.096	175.744	8	7	-60.895	
10	7	10	-116.549	-7.168	-743.270	-181.101	10	7	117.917	
11	7	11	58.929	12.701	365.307	150.099	11	7	-57.350	
12	8	11	23.897	1.551	155.891	49.545	11	8	-23.788	
13	9	10	139.563	19.997	868.915	215.535	10	9	-137.917	
14	9	11	145.482	-99.310	982.567	-534.416	11	9	-118.931	

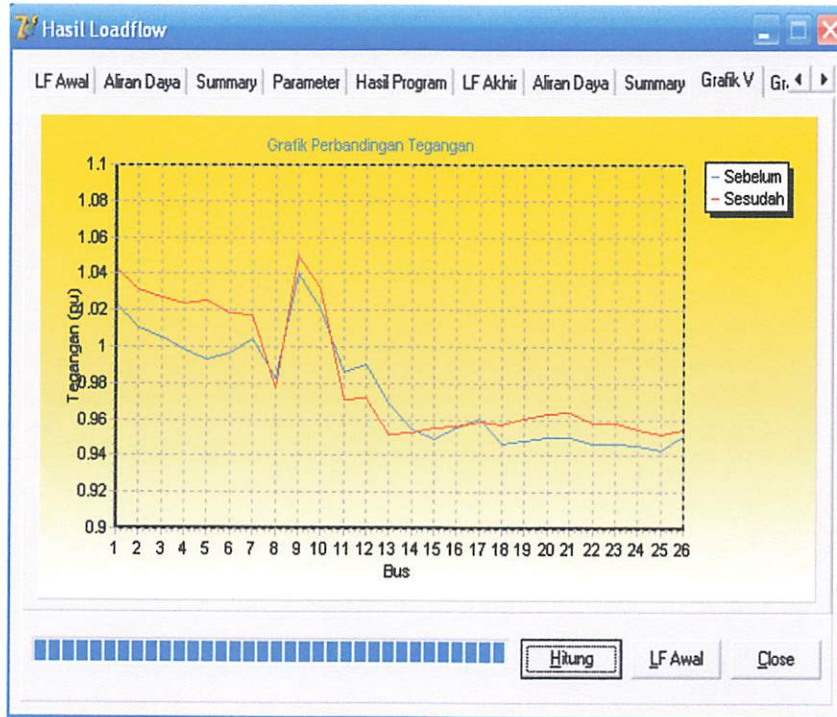
**Gambar 4-14**  
**Tampilan Aliran Daya Tiap Bus Pada Kondisi Akhir**

9. Kemudian tekan tombol *Summary*, untuk melihat hasil jumlah pembangkitan, pembebanan dan rugi daya pada kondisi akhir



**Gambar 4-15**  
Tampilan *Summary* pada kondisi akhir

10. Kemudian tekan tombol grafik V untuk melihat perbandingan tegangan pada tiap bus.

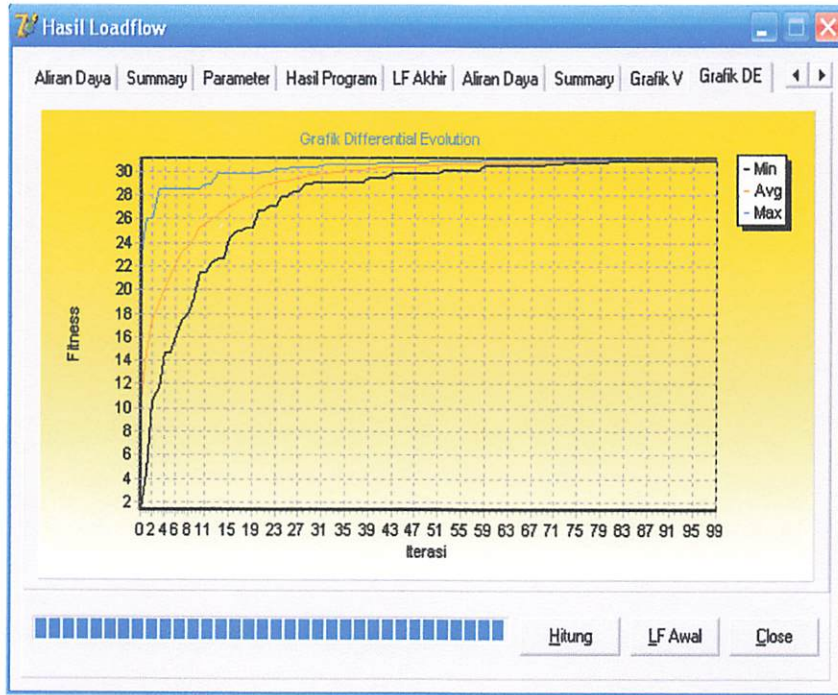


**Gambar 4-16**  
**Tampilan Perbandingan Tegangan Tiap Bus**

Gambar grafik 4-1 adalah grafik perbandingan tegangan tiap bus terhadap tegangan awal, sebelum dan sesudah dikompensasi. Dapat dilihat bahwa tegangan terendah pada kondisi awal terjadi pada bus 25 sebesar 0.94 pu, pada bus 24 sebesar 0.94 pu, pada bus 23 sebesar 0.94 pu, pada bus 22 sebesar 0.94 pu, pada bus 19 sebesar 0.94 pu, pada bus 18 sebesar 0.94 pu, pada bus 15 sebesar 0.94 pu. Dan setelah dilakukan kompensasi pada bus 25, 24, 23, 22, 19, 18 dan pada bus 15 naik menjadi 0.95, dimana batas tegangan yang di iijinkan oleh PLN adalah sebesar 0.95 pu – 1.05 pu.



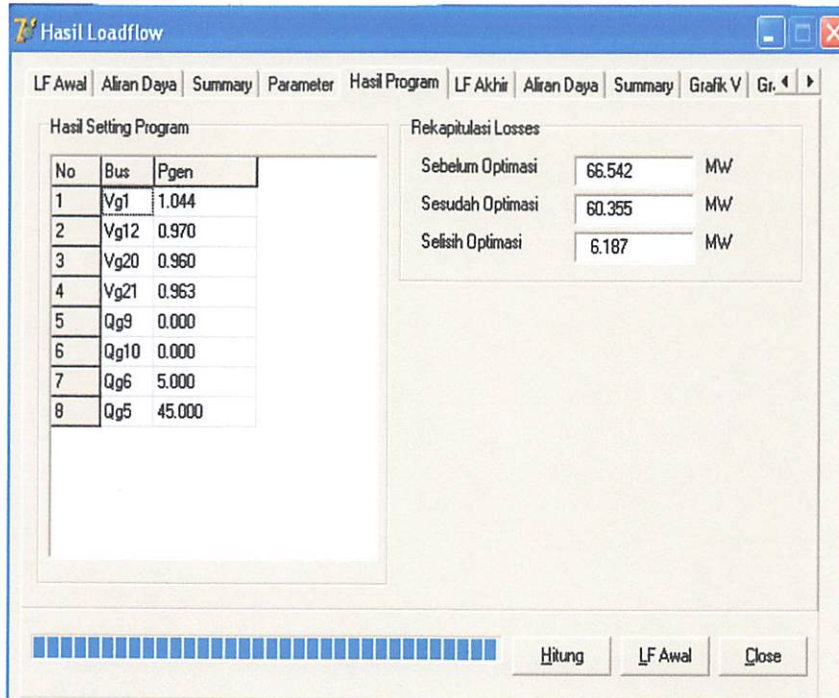
11. Kemudian tekan tombol grafik *Differential Evolution* untuk melihat *Fitness* dan iterasi.



**Gambar 4-17**  
**Tampilan Grafik *Differential Evolution***

Pada gambar 4-17 merupakan tampilan grafik dari metode *Differential Evolution* itu sendiri, dimana garis hitam menunjukkan grafik performance minimal dari metode *Differential Evolution*, garis merah menandakan rata – rata, sedangkan garis biru menandakan performa maximal dari metode *Differential Evolution*. Yang mana fitness merupakan nilai dari objectif function untuk menemukan solusi yang paling optimal.

12. Kemudian tekan tombol *hasil Program*, untuk melihat hasil setting program tegangan dan Rekapitulasi *Losses*.



**Gambar 4-18**  
**Tampilan Hasil Program**

Pada gambar 4 – 18 merupakan tampilan hasil program delphi, yang menunjukkan hasil setting program dari Delphi dan menunjukkan selisih rekapitulasi losses sebelum dan sesudah optimasi, dimana sebelum optimasi rugi – rugi didapat sebesar 66.542 MW dan setelah optimasi sebesar 60.355 MW. Maka selisih optimasi yang diperoleh sebesar 6.187 MW.



#### 4.4. Hasil Perhitungan Optimasi Daya Reaktif Menggunakan Metode *Differential Evolution* Pada Saluran Transmisi 150 kV Paiton dan Bali

Hasil Perhitungan Optimasi Daya Reaktif dibagi menjadi dua bagian yaitu hasil perhitungan kondisi awal dan hasil perhitungan setelah optimasi.

##### 4.4.1. Hasil Perhitungan Kondisi Awal

**Tabel 4.6**  
Hasil Perhitungan Tegangan, Sudut Tegangan, Pembangkitan dan Pembebanan Pada Kondisi Awal

No	Bus	Tegangan	Sudut	Pembangkitan		Pembebanan	
				P(MW)	Q(MVAR)	P(MW)	Q(MVAR)
1	1	1.024	0	562.642	-48.702	39	9
2	2	1.01039	-0.03484	0	0	15	7
3	3	1.00518	-0.04023	0	0	19	11
4	4	0.99843	-0.08056	0	0	39	16
5	5	0.99323	-0.14384	0	0	41	16
6	6	0.99622	-0.17470	0	0	21	7.7
7	7	1.00450	-0.19169	0	48	58	25
8	8	0.98224	-0.27005	0	0	37	18
9	9	1.04018	-0.10633	0	0	23	4.6
10	10	1.02080	-0.14842	0	0	20	7.7
11	11	0.98636	-0.29099	0	0	38	15
12	12	0.99	-0.29961	99.9	159.022	5.1	1.8
13	13	0.96910	-0.30831	0	0	11.5	4.4
14	14	0.95438	-0.38291	0	0	6.3	3

15	15	0.94920	-0.41985	0	20.000	49.4	16.2
16	16	0.95499	-0.40528	0	0	4.5	0.5
17	17	0.96012	-0.39532	0	0	22.8	7.3
18	18	0.94675	-0.42969	0	0	25	10.9
19	19	0.94821	-0.43075	0	0	60.3	22.9
20	20	0.95	-0.43022	23.7	27.943	-	-
21	21	0.95	-0.42738	57.8	9.866	-	-
22	22	0.94689	-0.43642	0	25	40.9	14.9
23	23	0.94665	-0.43343	0	25	47.5	15.5
24	24	0.94567	-0.43033	0	0	32	10
25	25	0.94300	-0.43359	0	0	11.3	5.5
26	26	0.95056	-0.41597	0	0	10.9	2.7

Sub sistem Paiton – Bali, terdiri dari 26 bus dan 36 saluran, perhitungan dilakukan dengan metode *Differential Evolution* menggunakan software Delphi, pada tabel 4.8 menunjukkan hasil perhitungan tegangan, sudut tegangan, pembangkitan dan pembebanan pada kondisi awal. Untuk awal perhitungan nilai tegangan untuk semua bus beban diasumsikan 1 PU sudut tegangannya sebesar 0, sedangkan pada slack bus besarnya ditentukan, yaitu untuk tegangan awal sebesar 1 PU dengan sudut tegangan adalah 0.



**Tabel 4.7**  
**Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran Pada Kondisi Awal**

No	Saluran		Daya		Saluran		Daya	
	Dari	Ke	P(MW)	Q(MVAR)	Dari	Ke	P(MW)	Q(MVAR)
1	1	2	207.234	19.328	2	1	-205.043	-12.610
2	1	9	316.408	-77.030	9	1	-311.572	109.259
3	2	3	19.045	8.655	3	2	-19.000	-9.757
4	2	4	170.997	-2.381	4	2	-168.734	9.096
5	4	5	129.734	-24.128	5	4	-127.386	30.472
6	5	6	48.081	-20.463	6	5	-47.632	19.966
7	5	7	38.305	-24.370	7	5	-37.702	22.594
8	6	7	26.632	-25.621	7	6	-26.442	24.455
9	7	8	67.753	-1.967	8	7	-66.218	3.022
10	7	10	-127.436	-7.416	10	7	129.114	11.819
11	7	11	65.829	-8.891	11	7	-63.977	9.870
12	8	11	29.220	-17.016	11	8	-29.022	15.587
13	9	10	151.082	22.506	10	9	-149.115	-17.017
14	9	11	137.495	-133.641	11	9	-105.537	145.082
15	11	12	160.545	-174.951	12	11	-159.618	176.979
16	12	13	183.945	-19.259	13	12	-179.901	19.229
17	12	17	70.474	-0.498	17	12	-68.444	2.263
18	13	14	85.312	-10.615	14	13	-83.201	14.030
19	13	15	83.090	-11.849	15	13	-80.035	16.580
20	14	15	76.901	-14.406	15	14	-75.953	15.776
21	15	17	-20.544	-2.066	17	15	20.806	-0.763
22	15	18	28.382	-3.024	18	15	-28.287	2.288
23	15	19	29.845	-8.049	19	15	-29.735	7.357
24	15	22	22.550	-9.405	22	15	-22.366	8.001
25	15	24	55.575	0.116	24	15	-55.372	-0.100

26	15	26	-9.219	-0.812	26	15	9.231	0.213
27	16	17	-24.708	-1.347	17	16	24.838	0.419
28	16	26	20.208	0.847	26	16	-20.131	-1.454
29	18	19	3.287	-12.184	19	18	-3.280	11.775
30	19	20	-23.670	-27.877	20	19	23.700	27.934
31	19	21	-57.724	-9.652	21	19	57.800	9.866
32	19	22	18.586	-5.257	22	19	-18.534	4.601
33	19	23	35.523	2.193	23	19	-35.471	-2.319
34	23	24	-12.029	12.043	24	23	12.055	-12.459
35	24	25	11.317	3.588	25	24	-11.300	-4.522

Pada tabel 4 – 9 menunjukkan hasil perhitungan loadflow antar saluran pada kondisi awal. Dimana hasil perhitungan tegangan diatas digunakan untuk menghitung besarnya rugi daya dan aliran daya pada setiap saluran. Perhitungan aliran daya adalah menghitung jumlah saluran beban yang ditampung oleh suatu bus yang ditambah dengan rugi – rugi daya pada saluran di belakangnya yang terhubung dengan bus tersebut. Perhitungan aliran daya dimulai dari saluran yang berada pada akhir jaringan sampai pada saluran yang terhubung dengan slack bus.



**Tabel 4. 8**  
**Total Pembangkitan,Pembebanan dan Rugi-rugi Saluran Pada Kondisi Awal**

Pembangkitan		Pembebanan		Rugi-rugi		Waktu Komputasi
Aktif (MW)	Reaktif (MVAR)	Aktif (MW)	Reaktif (MVAR)	Aktif (MW)	Reaktif (MVAR)	
744.042	266.129	677.500	252.600	66.542	13.529	0:0:0:0

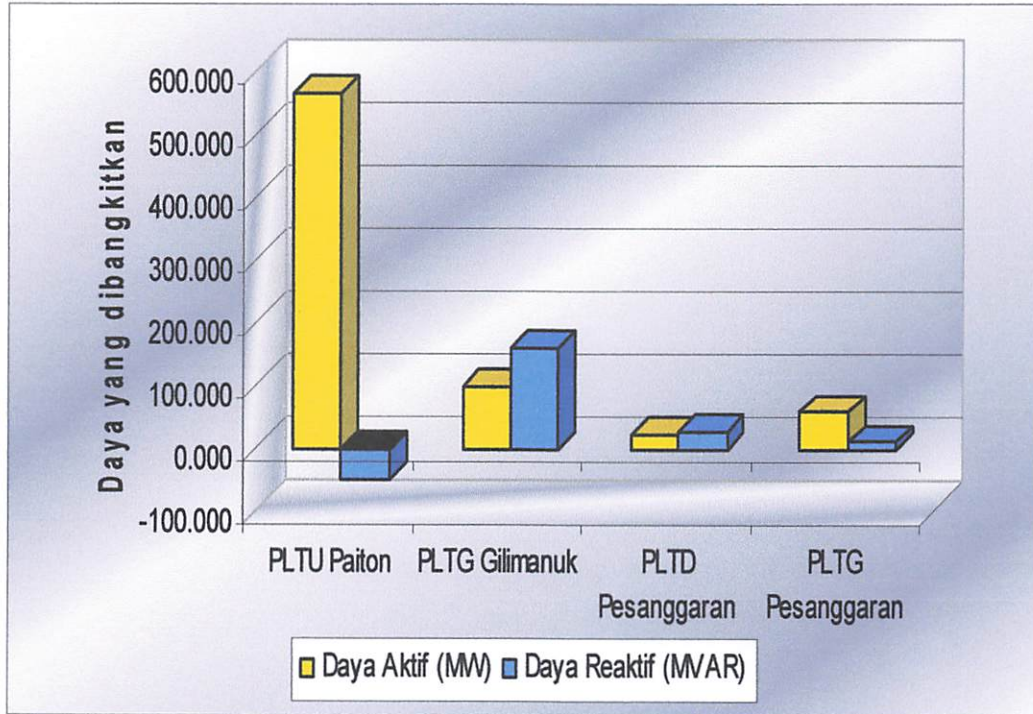
Pada tabel 4.10 setelah dilakukan loadflow awal terlihat bahwa total pembangkitan aktif sebesar 744.042 MW dan reaktif sebesar 266.129 MVAR untuk pembebanan pada daya aktif adalah 677.500 MW dan daya reaktif yang didapat sebesar 252.600 MVAR. Rugi – rugi daya aktif sebesar 66.542 MW dan rugi daya reaktif sebesar 13.529 MVAR.

**Tabel 4.9**  
**Hasil Perhitungan Daya Yang Dibangkitkan Pada Kondisi Awal**

No.	Nama Pembangkit	Daya Yang Dibangkitkan	
		(MW)	(MVAR)
1	PLTU Paiton	562.642	-48.702
2	PLTG Gilimanuk	99.9	159.022
3	PLTD Pesanggaran	23.7	27.943
4	PLTG Pesanggaran	57.8	9.866

Pada tabel 4.11 menunjukkan perhitungan daya yang dibangkitkan, dimana pada pembangkit PLTU Paiton dapat membangkitkan daya sebesar 562.642 , kemudian untuk pembangkit PLTG Gilimanuk daya yang dibangkitkan sebesar 99.9 MW , Pada pembangkit Pesanggaran sebesar 23.7 MW dan untuk pembangkit PLTG Pesanggaran daya yang dibangkitkan sebesar 57.8 MW.

**Grafik 4.1**  
**Hasil Perhitungan Daya Yang Dibangkitkan Tiap Unit Pembangkit**  
**Pada Kondisi Awal**



Pada grafik 4.1 adalah grafik batang hasil perhitungan daya yang dibangkitkan pada tiap unit pembangkit pada kondisi awal, dimana terlihat untuk PLTU Paiton membangkitkan daya sebesar 562.642 MW dengan daya reaktif sebesar -48.072 MVAR, kemudian untuk pembangkit PLTG Gilimanuk daya yang dibangkitkan sebesar 99.9 MW, Pada pembangkit Pesanggaran sebesar 23.7 MW dan untuk pembangkit PLTG Pesanggaran daya yang dibangkitkan sebesar 57.8 MW, dengan daya reaktif masing – masing sebesar 159.022 MVAR 27.943 MVAR, dan 9.866 MVAR

#### 4.4.2. Hasil Perhitungan Kondisi Akhir

**Tabel 4.10**  
**Hasil Perhitungan Tegangan, Sudut Tegangan, Pembangkitan Dan**  
**Pembebanan Pada Kondisi Akhir**

No	Bus	Tegangan	Sudut	Pembangkitan		Pembebanan	
				P(MW)	Q(MVAR)	P(MW)	Q(MVAR)
1	1	1.04375	0	556.455	-34.052	39	9
2	2	1.03286	-0.03374	0	0	15	7
3	3	1.02779	-0.03891	0	0	19	11
4	4	1.02471	-0.07778	0	0	39	16
5	5	1.02546	-0.13826	0	45	41	16
6	6	1.01981	-0.16454	0	5	21	7.7
7	7	1.01758	-0.17757	0	48	58	25
8	8	0.97599	-0.24290	0	0	37	18
9	9	1.04990	-0.10083	0	0	23	4.6
10	10	1.03228	-0.13897	0	0	20	7.7
11	11	0.96951	-0.25747	0	0	38	15
12	12	0.97036	-0.26515	99.9	32.427	5.1	1.8
13	13	0.95030	-0.27868	0	0	11.5	4.4
14	14	0.95060	-0.36035	0	0	6.3	3
15	15	0.95367	-0.40003	0	20	49.4	16.2
16	16	0.95404	-0.38249	0	0	4.5	0.5
17	17	0.95698	-0.37078	0	0	22.8	7.3
18	18	0.95528	-0.41142	0	0	25	10.9
19	19	0.95845	-0.41319	0	0	60.3	22.9



20	20	0.96027	-0.41268	23.7	28.845	-	-
21	21	0.96320	-0.41100	57.8	61.079	-	-
22	22	0.95541	-0.41803	0	25	40.9	14.9
23	23	0.95586	-0.41529	0	25	47.5	15.5
24	24	0.95268	-0.41117	0	0	32	10
25	25	0.95004	-0.41437	0	0	11.3	5.5
26	26	0.95265	-0.39486	0	0	10.9	2.7

Pada tabel 4.12 menunjukkan hasil perhitungan tegangan, sudut tegangan, pembangkitan dan pembebanan pada kondisi akhir, dimana terlihat bahwa setelah dilakukan perhitungan dengan metode *Differential Evolution* maka pada bus yang berada dibawah pada batas aman yaitu pada bus #25, bus #24, bus #23, bus #22, bus #19, bus #18, dan bus #15 mengalami kenaikan tegangan yang mana sebelumnya pada kondisi awal pada bus #25 adalah sebesar 0,94 PU dan setelah dilakukan optimasi mengalami kenaikan menjadi 0,95 PU.



**Tabel 4.11**  
**Hasil Perhitungan Aliran Daya Antar Saluran Pada Kondisi Akhir**

No	Saluran		Daya		Saluran		Daya	
	Dari	Ke	P(MW)	Q(MVAR)	Dari	Ke	P(MW)	Q(MVAR)
1	1	2	205.021	5.499	2	1	-202.974	0.706
2	1	9	312.434	-48.551	9	1	-308.109	77.486
3	2	3	19.043	8.535	3	2	-19.000	-9.701
4	2	4	168.930	-15.547	4	2	-166.801	21.761
5	4	5	127.801	-36.741	5	4	-125.543	42.690
6	5	6	47.239	-5.197	6	5	-46.883	4.247
7	5	7	37.305	-6.746	7	5	-36.886	4.088
8	6	7	25.883	-4.805	7	6	-25.794	3.231
9	7	8	62.293	16.047	8	7	-61.171	-15.597
10	7	10	-116.549	-7.168	10	7	117.917	10.485
11	7	11	58.929	12.701	11	7	-57.696	-12.793
12	8	11	23.897	1.551	11	8	-24.061	-3.257
13	9	10	139.563	19.997	10	9	-138.489	-15.627
14	9	11	145.482	-99.310	11	9	-118.315	108.124
15	11	12	162.077	-96.844	12	11	-161.454	101.976
16	12	13	184.211	-54.752	13	12	-179.641	55.748
17	12	17	72.060	-12.792	17	12	-69.859	15.694
18	13	14	85.182	-28.492	14	13	-82.797	33.165
19	13	15	82.994	-29.701	15	13	-79.535	36.114
20	14	15	76.512	-33.161	15	14	-75.418	35.303
21	15	17	-20.893	5.038	17	15	21.212	-7.938
22	15	18	29.012	-15.890	18	15	-28.898	15.466
23	15	19	30.800	-26.402	19	15	-30.629	26.257
24	15	22	21.873	-15.884	22	15	-21.641	14.651
25	15	24	54.963	-13.760	24	15	-54.743	14.047
26	15	26	-10.172	5.426	26	15	10.211	-6.117
27	16	17	-25.680	4.847	17	16	25.847	-5.861
28	16	26	21.180	-5.347	26	16	-21.111	4.889

29	18	19	3.889	-25.104	19	18	-3.867	24.990
30	19	20	-23.670	-28.778	20	19	23.700	54.817
31	19	21	-57.648	-60.653	21	19	57.800	35.987
32	19	22	19.297	1.210	22	19	-19.259	-1.993
33	19	23	36.195	16.120	23	19	-36.145	-16.478
34	23	24	-11.368	25.958	24	23	11.427	-26.548
35	24	25	11.317	3.558	25	24	-11.300	-4.503

Pada tabel 4.13 menunjukkan hasil perhitungan aliran daya antar saluran pada kondisi akhir. Yang mana daya reaktif mengalami penurunan, yang sebelumnya pada kondisi awal saluran dari 1 ke 2 sebesar 19.328 MVAR dan setelah dilakukan perhitungan dengan metode Differential Evolution melalui program Delphi, daya reaktif pada kondisi akhir turun menjadi 5.499 MVAR.

**Tabel 4.12**  
**Total Pembangkitan, Pembebanan dan Rugi-rugi Saluran Pada Kondisi Akhir**

Pembangkitan		Pembebanan		Rugi-rugi		Waktu Komputasi
Aktif (MW)	Reaktif (MVAR)	Aktif (MW)	Reaktif (MVAR)	Aktif (MW)	Reaktif (MVAR)	
737.855	256.299	677.500	252.600	60.355	3.699	0:0:28: 109

Tabel 4.14 menunjukkan total pembangkitan, pembebanan dan rugi-rugi saluran pada kondisi akhir terlihat bahwa rugi – rugi daya aktif dan reaktif mengalami penurunan. Dimana pada kondisi awal rugi – rugi daya aktif sebesar 66.542 MW dan daya reaktif 13.529 MVAR, dan setelah dilakukan perhitungan dengan metode Differential Evolution rugi – rugi daya aktif dan reaktif pada kondisi akhir turun sebesar 60.355 MW dan daya reaktif menjadi 3.699 MVAR.



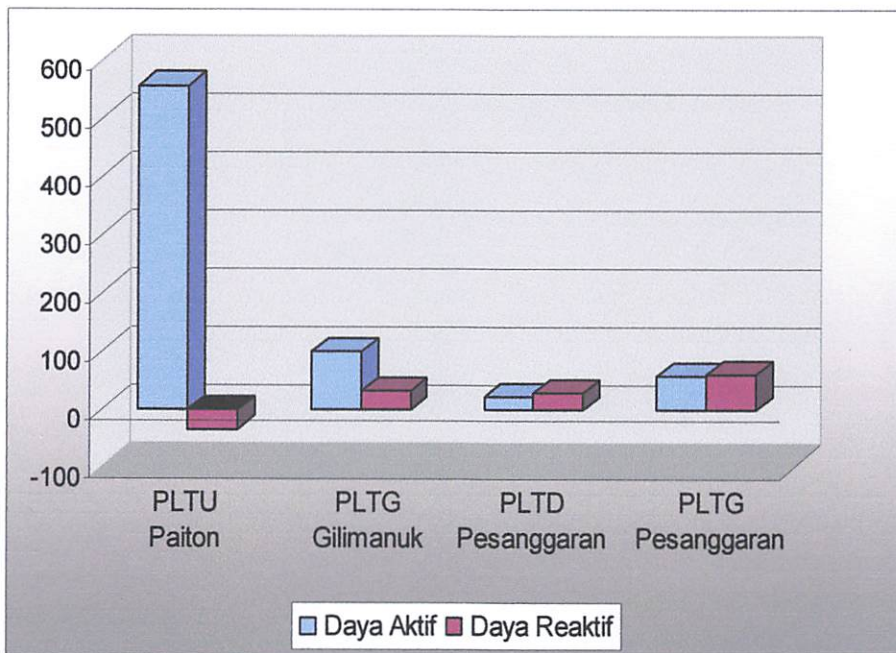
Tabel 4.13

Hasil Perhitungan Daya Yang Dibangkitkan Pada Kondisi Akhir

No.	Nama Pembangkit	Daya Yang Dibangkitkan	
		(MW)	(MVAR)
1	PLTU Paiton	556.455	-34.052
2	PLTG Gilimanuk	99.9	32.427
3	PLTD Pesanggaran	23.7	28.845
4	PLTG Pesanggaran	57.8	61.079

Grafik 4.2

Hasil Perhitungan Daya Yang Dibangkitkan Tiap Unit Pembangkit Pada Kondisi Akhir



Begitu pula untuk tabel 4.15 menunjukkan penurunan daya reaktif, yang mana pada pembangkit PLTU Paiton turun sebesar -34.052 MVAR, yang mana

sebelumnya pada kondisi awal sebesar -48.702 MVAR, pada PLTG Gilimanuk sebelumnya pada kondisi awal daya reaktif sebesar 159.022 MVAR turun menjadi 32.427 MVAR, pada PLTD Pesanggaran turun menjadi 28.845 MW dan PLTG Pesanggaran 61.079 MVAR.

Dan untuk grafik 4.2 terlihat grafik hasil perhitungan daya yang dibangkitkan untuk tiap unit pembangkit pada kondisi akhir. Yang mana grafik batang untuk daya aktif ditandai dengan warna biru dan untuk grafik batang berwarna ungu menandakan daya reaktif.

#### 4.5. Hasil Analisa Menggunakan Metode *Differential Evolution*

##### 4.5.1. Setting Program Besar Kapasitas Kapasitor

**Tabel 4.14**  
**Besar Kapasitas Kapasitor**

No.	Bus	Kapasitor
		( MVAR )
1	5	45.000
2	6	5.000
3	9	0.0
4	10	0.0

Setelah dilakukan hasil perhitungan dengan menggunakan metode *Differential Evolution*, maka pada bus #5 besar kapasitas sebesar 45.5 MVAR, bus #6 dengan besar kapasitas 5.5 MVAR, bus #9 dengan kapasitas 0.0 MVAR, dan bus #10 dengan kapasitas 0.0 MVAR. Yang mana hasil setting program pada tabel diatas menunjukkan berapa besar kapasitas kapasitor yang pantas untuk dipasang pada bus #5, bus #6, bus #9 bus #10. Untuk bus #9 dan #10 dapat dikatakan bahwa pada bus tersebut tidak ada kapasitor yang terpasang.

#### 4.5.2. Setting program pada tegangan generator

**Tabel 4.15**  
**Setting Tegangan Generator**

No.	Bus	Vgen
		( PU )
1	1	1.044
2	12	0.970
3	20	0.960
4	21	0.963

Setelah dilakukan hasil perhitungan untuk setting tegangan aman menggunakan metode *Differential Evolution* maka bus generator perlu di setting tegangannya menjadi: pada bus #1 dari tegangan 1.024 p.u menjadi 1.044 p.u, bus #12 dari tegangan 0.99 p.u menjadi 0.970 p.u, bus #20 dari tegangan 0.95 p.u menjadi 0.96 p.u, bus #21 dari tegangan 0.95 p.u menjadi 0.963 p.u.

Oleh karena itu masalah pengaturan tegangan merupakan masalah operasi sistem tenaga listrik yang perlu dan merupakan salah satu syarat utama yang harus dipenuhi, karna pengaturan tegangan generator erat kaitannya dengan pengaturan daya reaktif dalam sistem.

#### 4.6. Analisa Hasil Perhitungan Sebelum dan Setelah Optimasi Daya Reaktif Menggunakan Metode *Differential Evolution*

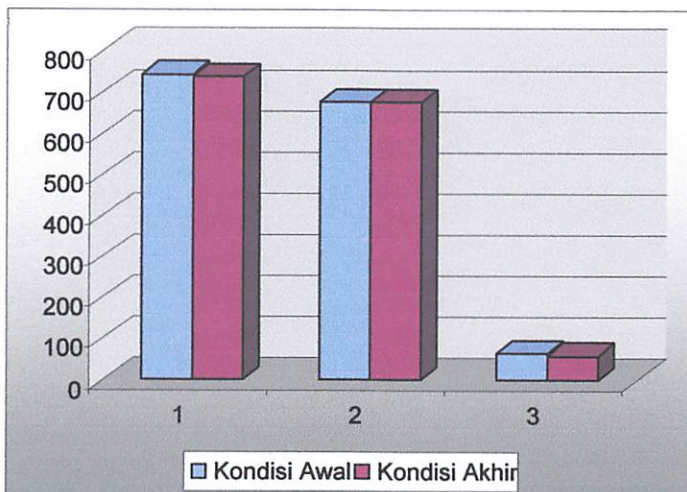
##### 4.6.1. Perbandingan Total Daya Aktif Pembangkitan, Pembebanan dan Rugi-rugi Saluran

Dari semua hasil perhitungan diatas maka bisa dibuat tabel-tabel perbandingan agar bisa membandingkan keadaan sebelum dan sesudah optimasi agar sesuai dengan tujuan yang ingin dicapai.

**Tabel 4.16**  
Perbandingan Total Daya Aktif Pembangkitan, Pembebanan dan Rugi-rugi Saluran Pada Kondisi Awal dan Kondisi Akhir

Pembangkitan		Pembebanan		Rugi-rugi	
Kondisi Awal (MW)	Kondisi Akhir (MW)	Kondisi Awal (MW)	Kondisi Akhir (MW)	Kondisi Awal (MW)	Kondisi Akhir (MW)
744.042	737.855	677.500	677.500	66.542	60.355

**Grafik 4.3.**  
Perbandingan Total Daya Aktif Pembangkitan, Pembebanan dan Rugi-rugi Saluran Pada Kondisi Awal dan Kondisi Akhir



4.6. Analisis Hasil Perhitungan Sebelum dan Setelah Optimasi Daya Reaktif

Menggunakan Metode Differential Evolution

4.6.1. Perbandingan Total Daya Aktif, Reaktif, Peningkatan dan

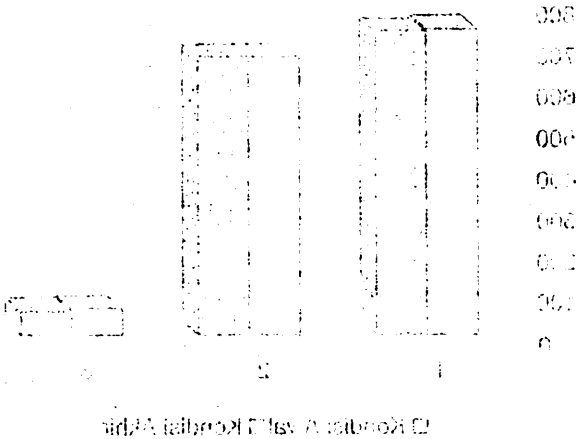
Konsumsi Saluran

Dari semua hasil perhitungan diatas maka bisa dibuat tabel-tabel perhitungan agar bisa dibandingkan keadaan sebelum dan setelah optimasi agar sesuai dengan tujuan yang ingin dicapai

Tabel 4.18  
Perbandingan Total Daya Aktif, Reaktif, Peningkatan dan Rugi-rugi Saluran Pada Kondisi Awal dan Kondisi Akhir

Perbandingan		Peningkatan		Rugi-rugi	
Kondisi Awal	Kondisi Akhir	Kondisi Awal	Kondisi Akhir	Kondisi Awal	Kondisi Akhir
(VA)	(VA)	(VA)	(VA)	(VA)	(VA)
141.042	137.852	677.200	677.200	60.212	60.251

Grafik 4.3  
Perbandingan Total Daya Aktif, Reaktif, Peningkatan dan Rugi-rugi Saluran Pada Kondisi Awal dan Kondisi Akhir





#### 4.6.2. Perbandingan Tingkat Tegangan dan Sudut Tegangan Pada Tiap Bus

Berikut ini adalah tabel perbandingan tingkat tegangan dan sudut tegangan pada tiap bus :

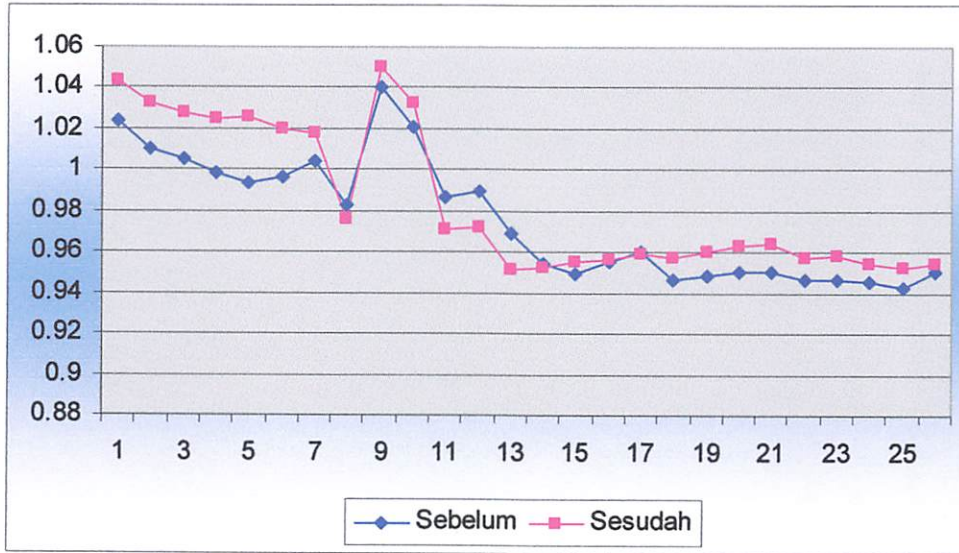
**Tabel 4.17**  
**Perbandingan Tingkat Tegangan dan Sudut Tegangan Pada Tiap Bus**

No	Sebelum Optimasi		Setelah Optimasi	
	Tegangan (pu)	Sudut Tegangan (deg)	Tegangan (pu)	Sudut Tegangan (deg)
1	1.024	0	1.04375	0
2	1.01039	-0.03484	1.03286	-0.03374
3	1.00518	-0.04023	1.02779	-0.03891
4	0.99843	-0.08056	1.02471	-0.07778
5	0.99323	-0.14384	1.02546	-0.13826
6	0.99622	-0.17470	1.01981	-0.16454
7	1.00450	-0.19169	1.01758	-0.17757
8	0.98224	-0.27005	0.97599	-0.24290
9	1.04018	-0.10633	1.04990	-0.10083
10	1.02080	-0.14842	1.03228	-0.13897
11	0.98636	-0.29099	0.96951	-0.25747
12	0.99	-0.29961	0.97036	-0.26515
13	0.96910	-0.30831	0.95030	-0.27868
14	0.95438	-0.38291	0.95060	-0.36035
15	0.94920	-0.41985	0.95367	-0.40003
16	0.95499	-0.40528	0.95404	-0.38249
17	0.96012	-0.39532	0.95698	-0.37078
18	0.94675	-0.42969	0.95528	-0.41142
19	0.94821	-0.43075	0.98545	-0.41319
20	0.95	-0.43022	0.96027	-0.41268
21	0.95	-0.42738	0.96320	-0.41100
22	0.94689	-0.43642	0.95541	-0.41803
23	0.94665	-0.43343	0.95586	-0.41529
24	0.94567	-0.43033	0.95268	-0.41117
25	0.94300	-0.43359	0.95004	-0.41437
26	0.95056	-0.41597	0.95265	-0.39486

Dari tabel di atas dapat dilihat bahwa tegangan pada tiap bus setelah dilakukan perhitungan aliran daya dengan menggunakan *metode newton rhapson*.

terdapat kenaikan tegangan disetiap bus yang sebelumnya terjadi jatuh tegangan yaitu di *bus 15, bus 18, bus 19, bus 22, bus 23, bus 24* dan *bus 25* yaitu sebesar *0.94 pu*, dimana tegangan yang di izinkan yaitu *0.95 pu s/d 1.05 pu*, yang mana artinya bahwa pada bus-bus tersebut telah masuk pada batas tegangan yang diizinkan oleh PLN.

**Grafik 4.4.**  
**Perbandingan Profil Tegangan**



Grafik 4-4 adalah garfik perbandingan tegangan tiap bus terhadap tegangan awal, sebelum dan sesudah dikompensasi dapat terlihat bahwa tegangan terendah terjadi pada bus 25 sebesar  $0.94300 \text{ pu}$ , dan setelah dilakukan kompensasi naik menjadi  $0.95004 \text{ pu}$ . Dimana batas tegangan yang diijinkan oleh PLN adalah sebesar  $0.95 \text{ pu}$  sampai  $1.05 \text{ pu}$ .



#### 4.6.3. Perbandingan Aliran Daya Pada Tiap Bus

**Tabel 4.18**  
**Perbandingan Aliran Daya Pada Tiap Bus**

No.	Saluran		Kondisi Awal		Kondisi Akhir	
			Daya		Daya	
	Dari	Ke	P(MW)	Q(MVAR)	P(MW)	Q(MVAR)
1	1	2	207.234	19.328	205.116	4.934
2	1	9	316.408	-77.030	312.607	-51.290
3	2	3	19.045	-12.610	-203.064	1.290
4	2	4	170.997	8.655	19.043	8.540
5	4	5	170.997	-2.381	169.021	-16.137
6	5	6	-19.000	-9.757	-19.000	-9.703
7	5	7	-168.734	9.096	-166.885	22.378
8	6	7	127.885	-37.361	127.885	-37.361
9	7	8	-127.386	30.472	-125.616	43.352
10	7	10	48.081	-20.463	47.250	-3.096
11	7	11	38.305	-24.370	37.366	-7.011
12	8	11	-47.632	19.966	-46.895	2.146
13	9	10	26.632	-25.621	25.895	-7.710
14	9	11	-36.945	4.364	-36.945	4.364
15	7	6	-25.794	6.157	-25.794	6.157
16	7	8	67.753	-1.967	62.569	15.157
17	7	10	-127.436	-7.416	-117.106	-8.364
18	7	11	65.829	-8.891	59.277	11.606
19	8	7	-66.218	3.022	-61.171	-14.679
20	8	11	29.220	-17.016	24.171	0.638
21	9	1	-311.572	109.259	-308.189	80.405
22	9	10	151.082	22.506	140.144	18.776
23	9	11	137.495	-133.641	145.045	-101.015
24	10	7	129.114	11.819	-138.489	-14.374
25	10	9	-149.115	-17.017	118.489	11.733
26	11	7	-63.977	9.870	-57.696	-11.691
27	11	8	-29.022	15.587	-24.061	-2.344
28	11	9	-105.537	145.082	-118.315	109.913
29	11	12	160.545	-174.951	162.072	-100.624
30	12	11	-159.618	176.979	-161.454	101.976
31	12	13	183.945	-19.259	184.171	-55.591
32	12	17	70.474	-0.498	72.084	-13.108
33	13	12	-179.901	19.229	-179.641	55.748
34	13	14	85.312	-10.615	85.164	-28.908
35	13	15	83.090	-11.849	82.976	-30.116
36	14	13	-83.201	14.030	-82.797	33.165
37	14	15	76.901	-14.406	76.497	-33.553

38	15	13	-80.035	16.580	76.497	-33.553
39	15	14	-75.953	15.776	-75.418	35.303
40	15	17	-20.544	-2.066	-20.901	5.156
41	15	18	28.382	-3.024	29.021	-16.133
42	15	19	29.845	-8.049	30.814	-26.744
43	15	22	22.550	-9.405	21.859	-16.014
44	15	24	55.575	0.116	54.950	-14.027
45	15	26	-9.219	-0.812	-10.191	5.533
46	16	17	-24.708	-1.347	-25.699	4.966
47	16	26	20.208	0.847	21.199	-5.466
48	17	12	-68.444	2.263	-69.859	15.694
49	17	15	20.806	-0.763	21.212	-7.938
50	17	16	24.838	0.419	25.847	-5.861
51	18	15	-28.287	2.288	-28.898	15.466
52	18	19	3.287	-12.184	3.898	-25.340
53	19	15	-29.735	7.357	-30.629	26.257
54	19	18	-3.280	11.775	-3.867	24.990
55	19	20	-23.670	-27.877	-23.623	-54.648
56	19	21	-57.724	-9.652	-57.700	-35.708
57	19	22	18.586	-5.257	19.311	1.318
58	19	23	35.523	2.193	36.209	16.367
59	20	19	23.700	27.934	23.700	54.817
60	21	19	57.800	9.866	57.800	35.987
61	22	15	-22.366	8.001	-21.641	14.651
62	22	19	-18.534	4.601	-19.259	-1.993
63	23	19	-35.471	-2.319	-36.145	-16.478
64	23	24	-12.029	12.043	-11.355	26.207
65	24	15	-55.372	-0.100	-54.743	14.047
66	24	23	12.055	-12.549	11.427	-26.548
67	24	25	11.317	3.588	11.317	3.549
68	25	24	-11.300	-4.522	-11.300	-4.503
69	26	15	9.231	0.213	10.211	-6.117
70	26	16	-20.131	-1.454	-21.111	4.889

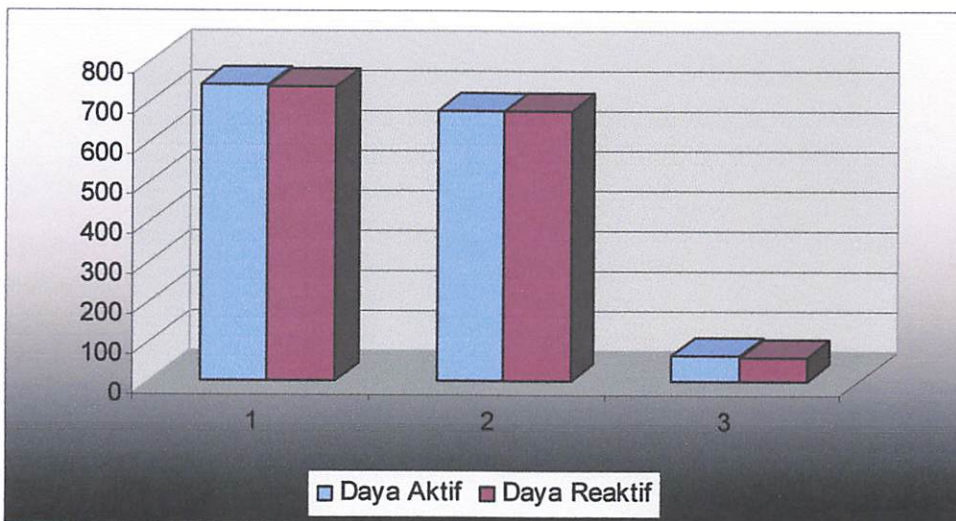
Pada tabel 4-20 terlihat tampilan hasil aliran daya antar saluran dari bus ke bus untuk daya yang dialirkan sepanjang saluran pada bus sistem Paiton - Bali sebelum dan setelah optimasi. Memperllihatkan hasil rugi daya antar saluran yang diakibatkan rugi-rugi saluran, dimana setelah dilakukan optimasi terjadi penurunan rugi daya



#### 4.6.4. Perbandingan Tingkat Rugi Daya Aktif dan Daya Reaktif Pada Saluran Transmisi.

Untuk rugi daya pada saluran pada kondisi awal adalah  $66.542 + j 13.529$  MVA, sedangkan rugi daya pada kondisi akhir adalah  $60.355 + j 3.699$  MVA. Dari hasil perhitungan, selisih rugi daya turun menjadi  $6.187 + j 9.83$  MVA.

**Grafik 4.5**  
**Perbandingan Rugi Daya**



BAB  
V

### 5.1. Kesimpulan

Setelah dilakukan analisa pada jaringan transmisi 150 kV dengan menggunakan *Differential Evolution*, maka dapat diambil kesimpulan:

1. Setelah dilakukan hasil perhitungan untuk besaran kapasitas kapasitor menggunakan metode *Differential Evolution*, jadi pada bus #5 dengan kapasitas 45.00 MVAR dan bus #6 dengan kapasitas 5.00 MVAR
2. Setelah dilakukan hasil perhitungan untuk tegangan aman dengan menggunakan metode *Differential Evolution* maka tegangannya menjadi: pada bus #1 dari tegangan 1.024 p.u menjadi 1.044 p.u, bus #12 dari tegangan 0.99 p.u menjadi 0.97 p.u, bus #20 dari tegangan 0.95 p.u menjadi 0.96 p.u, bus #21 dari tegangan 0.95 p.u menjadi 0.96 p.u.
3. Besar rugi daya pada saluran pada kondisi awal adalah  $66.542 + j 13.529$  MVA, sedangkan rugi daya pada kondisi akhir adalah  $60.355 + j 3.699$  MVA. Dari hasil perhitungan, selisih rugi daya menjadi  $6.187 + j 9.83$  MVA



## **5.2. Saran – saran**

Meningkatnya kebutuhan masyarakat akan energi listrik selalu bertambah, sehingga diperlukan penyediaan energi listrik yang baik dan keandalan sistem dalam penyalurannya kepada masyarakat harus baik juga. Berbagai cara telah dilakukan oleh PLN guna memenuhi kebutuhan itu.

Salah satu metode yang bermanfaat dalam mengoptimalkan suplay daya dari pembangkit sampai ke beban telah disampaikan penulis melalui skripsi ini.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1]. A. A. Cuello-Reyna and J. R. Cedeño-Maldonado with the University of Puerto Rico at Mayagüez, Mayagüez ,” ***A Differential Evolution Approach to Optimal Reactive Power Planning***,” 2006 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America, Venezuela
- [2]. Marsudi Djiteng, Ir, (1990), “ ***Operasi Sistem Tenaga Listrik*** “, Balai Penerbit dan Humas Institut Sains dan Teknologi Nasional, Jakarta.
- [3]. Stevenson, William D, Jr, (1996), “***Analisa System Tenaga Listrik***“, Penerbit Erlangga edisi keempat.
- [4]. Wartana I Made Ir, (1993) ,”***Penyaluran Tenaga Listrik***” Buku Ajar, Nopember.

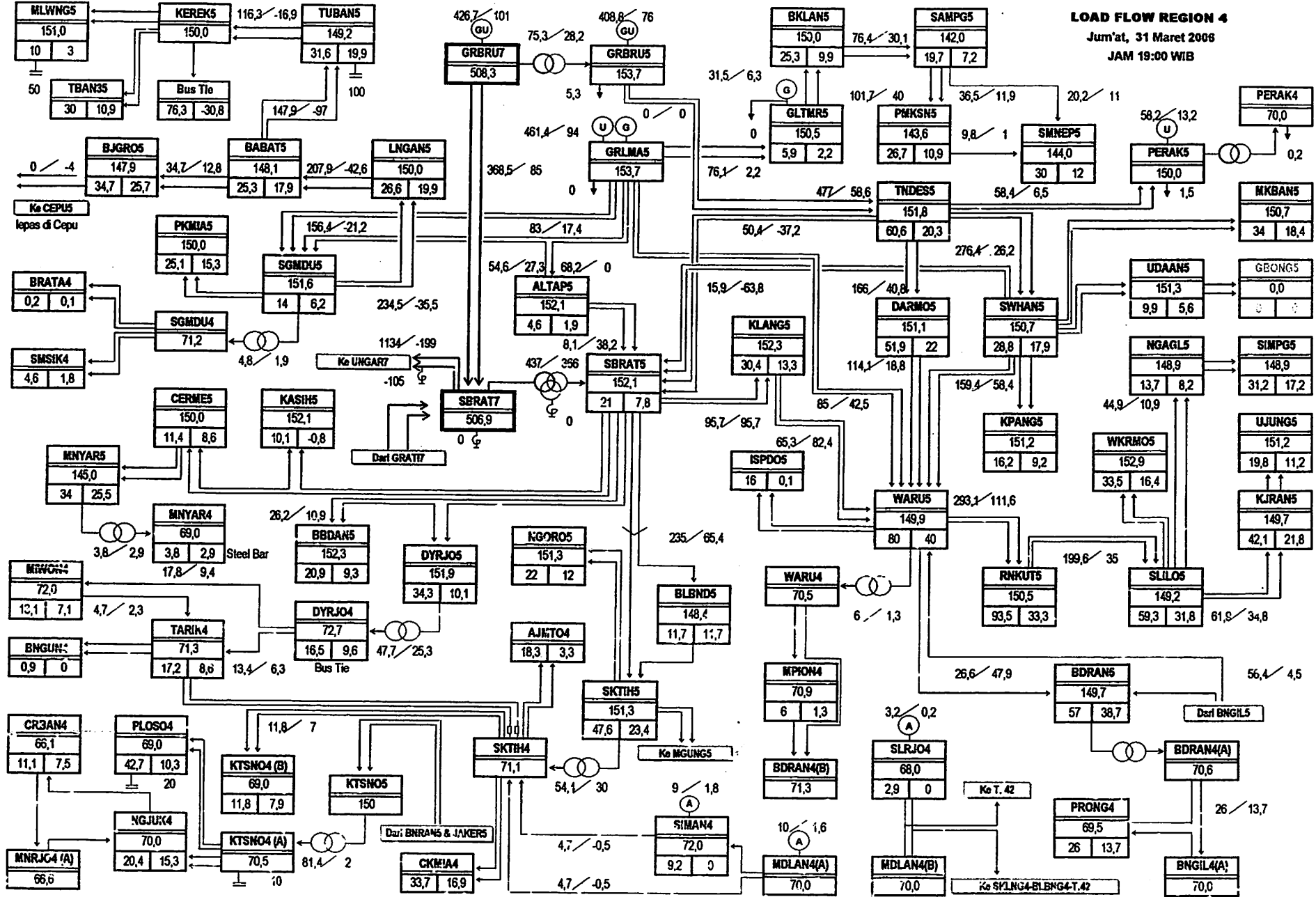
# LAMPIRAN I

19/09/2008 08:35

# LOAD FLOW REGION 4

Jum'at, 31 Maret 2008

JAM 19:00 WIB



## Penyaluran Terbuka Normal

GI Skth pht 70 kV Tarik-1,2

GI Bngk pht: 70 kV Pihen-1,2

GI Skrjo pht 70 kV Bngil-Bngil-2

GI Mnjo Koppel Bus 150 kV

GI Mnjo Koppel Bus 70 kV

GIS Bngil Koppel Bus 150 kV

GI Gdan Koppel Bus 150 kV

GI Prngg Koppel Bus 70 kV

GI Tlmg Koppel Bus 70 kV

GI Kleno Koppel Bus 70 kV

## CATATAN:

Beban Pembangkit = netto

D S nama untuk dikalokasi

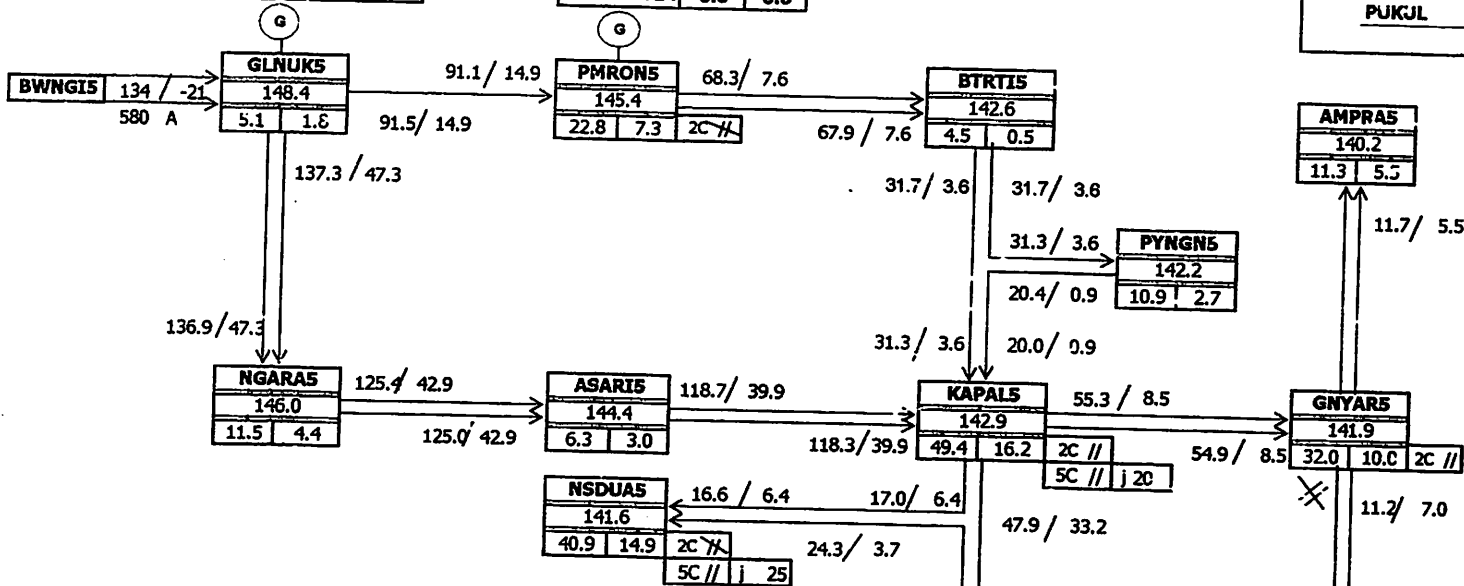


PLTG 1 & 2 : 99.9 85.0

PLTG 1 & 2 : 0.0 0.0

JUM'AT, 31 MARET 2006

PUKUL : 20.00 WITA

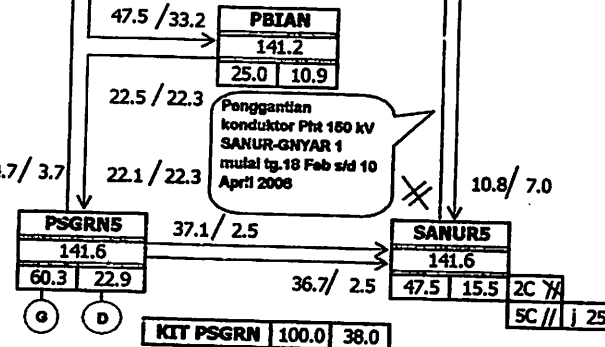


OLS 150kV GLNUK - BWNGI				
WAKTU	PK 19.00		PK 20.00	
	AMP	MW	AMP	MW
1 SEC KAPAL	971	29.0	947	28.3
1 SEC PMRON	200	6.0	192	5.7
1 SEC NGARA	115	3.4	111	3.3
1 SEC GNYAR	108	3.2	104	3.1
4 SEC KAPAL	146	4.4	139	4.2
4 SEC NSDUA	925	27.7	911	27.2
5 SEC PMRON	164	4.9	168	5.0
5 SEC PSGRN	1,376	41.1	1,359	40.6
SUB TOTAL 1 SEC	1,394	41.7	1,354	40.5
SUB TOTAL 4 SEC	1,071	32.0	1,050	31.4
SUB TOTAL 5 SEC	1,540	46.0	1,527	45.7
TOTAL	4,005	119.7	3,931	117.5

UFR TERPASANG Island Glnuk				
WAKTU	PK 19.00		PK 20.00	
	AMP	MW	AMP	MW
48.6 Hz	330	9.9	318	9.5
48.4 Hz	535	16.0	524	15.7
48.3 Hz	2411	72.1	2,366	70.7
TOTAL	3,276	98.0	3,208	95.9

UFR 48,3 Hz terpasang Island PSGRN				
WAKTU	PK 19.00		PK 20.00	
	AMP	MW	AMP	MW
PSGRN				
NSDUA	109	3.3	109	3.3

PUKUL : 20,00 WITA						OP.GI	Pukul : 19,30 wita Trafo 150/20kV					
LOKASI	TRF	TEG	TAP	MW	MVAR		LOKASI	TRF	20kV-150kV	MW	MVAR	
GLNUK	1	20.5	13	5.1	1.8	WIDODO	GLNUK	1	20.5	148.9	5.4	1.8
NGARA	1	20.5	8	4.3	1.5	EKO	NGARA	1	20.5	146.2	4.5	1.5
	2	20.4	15	7.2	2.9			7.2	2.9			
ASARI	1	20.5	15	6.3	3.0	ARNAWA	ASARI	1	20.4	144.7	6.5	3.1
PMRON	1	20.4	14	10.1	3.8	KAMDI	PMRON	1	20.4	145.8	10.3	4.0
	2	20.5	14	12.7	3.5			12.9	3.6			
BTRTI	1	20.3	13	4.5	0.5	TAMSI	BTRTI	1	20.3	142.9	4.9	0.5
KAPAL	1	20.5	17	11.3	0.7	OP. GIPAT	KAPAL	1	20.5	143.2	13.2	0.4
	2	20.2	17	9.2	3.6			2	20.2		9.2	3.9
	3	20.5	15	15.6	7.1			3	20.5		16.0	7.1
	4	20.5	14	13.3	4.8			4	20.4		13.8	5.3
GNYAR	1	20.5	16	12.7	3.7	DUANTA	GNYAR	1	20.5	142.2	12.7	3.7
	2	20.5	16	19.3	6.3			2	20.5		19.6	6.5
AMPRA	1	20.5	14	6.8	3.3	AGUNG	AMPRA	1	20.5	141.0	6.9	3.4
	2	20.5	14	4.5	2.2			2	20.5		4.5	2.2
SANUR	1	20.5	15	14.9	2.1	OP. APD	SANUR	1	20.4	141.8	14.9	2.1
	2	20.4	16	9.9	3.5			2	20.3		9.9	3.5
	3	20.3	16	22.7	9.9			3	20.3		23.4	9.9
PSGRN	3	20.5	17	8.0	3.4	SUDIANA	PSGRN	3	20.5	141.6	8.0	3.4
	4	20.5	14	28.1	11.7			4	20.5		28.1	10.9
	5	20.5	14	24.2	7.8			5	20.5		25.0	8.6
NSDUA	1	20.4	17	15.0	3.6	SURANADI	NSDUA	1	20.4	141.8	15.2	3.8
	2	20.4	16	11.2	5.6			2	20.4		11.2	5.6
	3	20.4	14	14.7	5.7			3	20.4		14.9	5.9
PBIAN	1	-	-	25.0	10.9	-	PBIAN	1	-	141.4	22.8	10.1
	2	-	-	-	-			2	-		-	-



BUS SECTION			70.9	15.0	355	A
BSB5	PLTG : 2 - 4		57.8	23.0		
	PLTD : 3-4-5-6-7-8		23.7	8.0		
BSA5	PLTD : 10 - 11		18.5	7.0		
	BSA5 : Tr4-5, SANUR 1-2, PLTD 10-11					

ISLAND PSGRN				
pk.	f: 48,3 Hz		f: 48,1 Hz	
	Amp	MW	Amp	MW
10.00	20.5	14.9	20.5	14.9
2	20.5	14.9	20.5	14.9

Pembangkit BALI & SC		199.9	193.0
Total Transfer		134.0	-21.0
Capasitor / MSC		-	70.0
Distribusi BALI		333.9	172.0
DISPATCHER : Pk. 15.00 ~ 21.00			

DATA KARAKTERISTIK TRANSMISI UPT & SRB

Halaman : 1

Jml Srtkt	Darl	Ke	No. Srtkt	Data Pengantar		I Mon (Amp)	Tap CT Darl	Tap WT Ke	R (Ohm/km)	X (Ohm/km)	B (MVA/km)	R (Ohm)	X (Ohm)	B (Ohm)	Z act (Ohm)	Z base (Ohm)	Z pu (Ohm)	R pu (Ohm)	X pu (Ohm)	B pu (Ohm)
				Teg (kV)	Jarak (km)															
				(1)	(2)				(3)	(4)	(5)	$(6) \times (2) = (5)$	$(7) \times (4) = (6)$	$(8) \times (2) = (6)$	$Z_{act} = \sqrt{R^2 + X^2}$	$100 \times \frac{Z_{base}}{Z_{act}}$	$\frac{(9)}{(10)} \times (8) = (11)$	$\frac{(11)}{(12)} \times (6) = (11)$	$\frac{(11)}{(12)} \times (7) = (11)$	$5161 \times \frac{V^2}{1000} \times \frac{100}{Z_{base}}$

6. UPT Probolinggo

1	PITON7	GRATIT	1	500	88.363	GANNET	46392.8	2800	2000	2000	0.0251	0.2808	4.0490	22.179	24.8123	357.7818	24.9113	2.500.000	0.0100	0.0009	0.0099	0.0072
1	BNGIL5	GOTAN5	2	500	88.363	ACSR, AW	46392.8	2800	2000	2000	0.0251	0.2808	4.0490	22.179	24.8123	357.7818	24.9113	2.500.000	0.0100	0.0009	0.0099	0.0072
1	BNGIL5	GOTAN5	1	150	16.805	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	1.9895	6.7270	47.9447	7.0094	225.0000	0.0312	0.0088	0.0289	0.0108
1	BNGIL5	GOTAN5	2	150	16.805	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	1.9895	6.7270	47.9447	7.0094	225.0000	0.0312	0.0088	0.0289	0.0108
1	BNGIL5	BDPAN5	1	150	9.800	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	1.1486	3.9229	27.9594	4.0876	225.0000	0.0182	0.0051	0.0174	0.0063
1	BNGIL5	BDPAN5	2	150	9.800	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	1.1486	3.9229	27.9594	4.0876	225.0000	0.0182	0.0051	0.0174	0.0063
1	BNGIL5	LWMA05	1	150	34.880	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	4.0645	13.8824	98.9420	14.4652	225.0000	0.0643	0.0181	0.0617	0.0223
1	BNGIL5	LWMA05	2	150	34.880	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	4.0645	13.8824	98.9420	14.4652	225.0000	0.0643	0.0181	0.0617	0.0223
1	BNGIL5	PIERS	1	150	5.150	ACSR, ZEBRA	2 x 435 mm <sup>2</sup>	1620	2000	1000	0.3870	0.2807	4.0203	1.9931	1.4456	20.7045	2.4621	225.0000	0.0109	0.0089	0.0064	0.0047
1	BNGIL5	PIERS	2	150	5.150	ACSR, ZEBRA	2 x 435 mm <sup>2</sup>	1620	2000	1000	0.3870	0.2807	4.0203	1.9931	1.4456	20.7045	2.4621	225.0000	0.0109	0.0089	0.0064	0.0047
1	BNGIL5	BOKR05	1	150	6.200	ACSR, ZEBRA	2 x 435 mm <sup>2</sup>	1620	1000	1000	0.3870	0.2807	4.0203	2.3894	1.7403	24.9259	2.9641	225.0000	0.0132	0.0107	0.0077	0.0056
1	BNGIL5	BOKR05	2	150	6.200	ACSR, ZEBRA	2 x 435 mm <sup>2</sup>	1620	1000	1000	0.3870	0.2807	4.0203	2.3894	1.7403	24.9259	2.9641	225.0000	0.0132	0.0107	0.0077	0.0056
1	GOTAN5	RUCOS5	1	150	10.487	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	800	0.1172	0.4003	2.8530	1.2291	4.1919	29.9194	4.3742	225.0000	0.0194	0.0055	0.0187	0.0067
1	GOTAN5	RUCOS5	2	150	10.487	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	800	0.1172	0.4003	2.8530	1.2291	4.1919	29.9194	4.3742	225.0000	0.0194	0.0055	0.0187	0.0067
1	PIERS	GRATIS	1	150	30.000	TACSR	410 mm <sup>2</sup>	1620	1000	1000	0.3870	0.2807	4.0203	11.6100	8.4210	120.6390	14.3424	225.0000	0.0637	0.0518	0.0374	0.0271
1	PIERS	GRATIS	2	150	30.000	TACSR	410 mm <sup>2</sup>	1620	1000	1000	0.3870	0.2807	4.0203	11.6100	8.4210	120.6390	14.3424	225.0000	0.0637	0.0518	0.0374	0.0271
1	PBLG05	GOTAN5	1	150	33.827	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	3.9645	13.5409	96.5084	14.1094	225.0000	0.0627	0.0178	0.0602	0.0217
1	PBLG05	GOTAN5	2	150	33.827	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	3.9645	13.5409	96.5084	14.1094	225.0000	0.0627	0.0178	0.0602	0.0217
1	PBLG05	LWMA35	1	150	51.992	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	600	600	0.1172	0.4003	2.8530	6.0583	20.6823	147.4773	21.5810	225.0000	0.0827	0.0178	0.0802	0.0217
1	PBLG05	LWMA35	2	150	51.992	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	600	600	0.1172	0.4003	2.8530	6.0583	20.6823	147.4773	21.5810	225.0000	0.0827	0.0178	0.0802	0.0217
1	KRSAN5	PBLG05	1	150	30.229	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	3.5440	12.1047	86.2719	12.6128	225.0000	0.0561	0.0158	0.0538	0.0184
1	KRSAN5	PBLG05	2	150	30.229	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	3.5440	12.1047	86.2719	12.6128	225.0000	0.0561	0.0158	0.0538	0.0184
1	KRSAN5	GONIG5	1	150	19.137	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	3.5440	12.1047	86.2719	12.6128	225.0000	0.0561	0.0158	0.0538	0.0184
1	KRSAN5	GONIG5	2	150	19.137	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	3.5440	12.1047	86.2719	12.6128	225.0000	0.0561	0.0158	0.0538	0.0184
1	PITON5	KRSAN5	1	150	20.204	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	2.2429	7.6805	54.5979	7.9821	225.0000	0.0355	0.0100	0.0340	0.0123
1	PITON5	KRSAN5	2	150	20.204	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	2.2429	7.6805	54.5979	7.9821	225.0000	0.0355	0.0100	0.0340	0.0123
1	PITON5	STBDO5	1	150	20.204	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	2.3679	8.0877	57.6420	8.4272	225.0000	0.0375	0.0105	0.0359	0.0130
1	PITON5	STBDO5	2	150	20.204	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	2.3679	8.0877	57.6420	8.4272	225.0000	0.0375	0.0105	0.0359	0.0130
1	PITON5	STBDO5	2	150	20.204	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	2.3679	8.0877	57.6420	8.4272	225.0000	0.0375	0.0105	0.0359	0.0130
1	PITON5	STBDO5	2	150	20.204	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	2.3679	8.0877	57.6420	8.4272	225.0000	0.0375	0.0105	0.0359	0.0130
1	PITON5	STBDO5	2	150	20.204	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	2.3679	8.0877	57.6420	8.4272	225.0000	0.0375	0.0105	0.0359	0.0130
1	PITON5	STBDO5	2	150	20.204	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	2.3679	8.0877	57.6420	8.4272	225.0000	0.0375	0.0105	0.0359	0.0130
1	PITON5	STBDO5	2	150	20.204	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	2.3679	8.0877	57.6420	8.4272	225.0000	0.0375	0.0105	0.0359	0.0130
1	PITON5	STBDO5	2	150	20.204	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	2.3679	8.0877	57.6420	8.4272	225.0000	0.0375	0.0105	0.0359	0.0130
1	PITON5	STBDO5	2	150	20.204	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	2.3679	8.0877	57.6420	8.4272	225.0000	0.0375	0.0105	0.0359	0.0130
1	PITON5	STBDO5	2	150	20.204	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	2.3679	8.0877	57.6420	8.4272	225.0000	0.0375	0.0105	0.0359	0.0130
1	PITON5	STBDO5	2	150	20.204	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	2.3679	8.0877	57.6420	8.4272	225.0000	0.0375	0.0105	0.0359	0.0130
1	PITON5	STBDO5	2	150	20.204	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	2.3679	8.0877	57.6420	8.4272	225.0000	0.0375	0.0105	0.0359	0.0130
1	PITON5	STBDO5	2	150	20.204	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	2.3679	8.0877	57.6420	8.4272	225.0000	0.0375	0.0105	0.0359	0.0130
1	PITON5	STBDO5	2	150	20.204	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	2.3679	8.0877	57.6420	8.4272	225.0000	0.0375	0.0105	0.0359	0.0130
1	PITON5	STBDO5	2	150	20.204	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	2.3679	8.0877	57.6420	8.4272	225.0000	0.0375	0.0105	0.0359	0.0130
1	PITON5	STBDO5	2	150	20.204	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	2.3679	8.0877	57.6420	8.4272	225.0000	0.0375	0.0105	0.0359	0.0130
1	PITON5	STBDO5	2	150	20.204	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	2.3679	8.0877	57.6420	8.4272	225.0000	0.0375	0.0105	0.0359	0.0130
1	PITON5	STBDO5	2	150	20.204	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	2.3679	8.0877	57.6420	8.4272	225.0000	0.0375	0.0105	0.0359	0.0130
1	PITON5	STBDO5	2	150	20.204	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	2.3679	8.0877	57.6420	8.4272	225.0000	0.0375	0.0105	0.0359	0.0130
1	PITON5	STBDO5	2	150	20.204	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	2.3679	8.0877	57.6420	8.4272	225.0000	0.0375	0.0105	0.0359	0.0130
1	PITON5	STBDO5	2	150	20.204	ACSR, AW	330 mm <sup>2</sup>	740	1000	1000	0.1172	0.4003	2.8530	2.3679	8.0877	57.6420						







```

unit uDiffEvo;

interface

uses uUtils,uObjFuncDE,uHasil;

type
  TIndividu=record
    chrom:dArr1;
    fitness:double;
  end;

  TPopulasi=array of TIndividu;

  TDE=class
  private
    FPopSize,FMaxGen,FLength:integer;
    FF,FCg,FKa:double;
    FBatasChrom:TBatasArr1;
    FMin,FAvg,FMax:dArr1;
    FParent,FChild:TPopulasi;
    FBestIndi:TIndividu;
    FMin1,FAvg1,FMax1,FSumFitness:double;
    function getIndi(const rIndi:TIndividu):TIndividu;
    function getBestIndi:TIndividu;
    procedure InitParent;
    procedure Statistik;
    function Seleksi:integer;
    function Mutasi:dArr1;
    function Crossover(const rChromMutasi,rChromTarget:dArr1;
      const rq,rj:integer):dArr1;
    procedure SeleksiOpt;
    procedure doHitung;
    function getMin:dArr1;
    function getAvg:dArr1;
    function getMax:dArr1;
    function getBestChrom:dArr1;
  public
    constructor Create(const rPopSize,rMaxGen:integer;
      const rF,rCg,rKa:double;
      const rBatasChrom:TBatasArr1);
    property Min:dArr1 read getMin;
    property Avg:dArr1 read getAvg;
    property Max:dArr1 read getMax;
    property BestChrom:dArr1 read getBestChrom;
  end;

implementation

//constructor
constructor TDE.Create(const rPopSize,rMaxGen:integer;
  const rF,rCg,rKa:double;
  const rBatasChrom:TBatasArr1);
var i:integer;
begin
  inherited Create;
  FPopSize:=rPopSize;

```

```

FMaxGen:=rMaxGen;
FF:=rF;
FCg:=rCg;
FKa:=rKa;
FLength:=high(rBatasChrom)+1;
SetLength(FBatasChrom, FLength);
for i:=0 to FLength-1 do
begin
    FBatasChrom[i].min:=rBatasChrom[i].min;
    FBatasChrom[i].max:=rBatasChrom[i].max;
end;
end;

//data processing
function TDE.getIndi(const rIndi:TIndividu):TIndividu;
var i:integer;
begin
    SetLength(result.chrom, FLength);
    for i:=0 to FLength-1 do
    begin
        result.chrom[i]:=rIndi.chrom[i];
    end;
    result.fitness:=rIndi.fitness;
end;

function TDE.getBestIndi:TIndividu;
var i:integer;
begin
    result:=getIndi(FParent[0]);
    for i:=1 to FPopSize-1 do
    begin
        if result.fitness<FParent[i].fitness then
        begin
            result:=getIndi(FParent[i]);
        end;
    end;
end;

procedure TDE.InitParent;
var i,j:integer;
    rand:double;
begin
    SetLength(FParent, FPopSize);
    SetLength(FChild, FPopSize);
    SetLength(FMin, FMaxGen);
    SetLength(FAvg, FMaxGen);
    SetLength(FMax, FMaxGen);
    for i:=0 to FPopSize-1 do
    begin
        SetLength(FParent[i].chrom, FLength);
        SetLength(FChild[i].chrom, FLength);
        for j:=0 to FLength-1 do
        begin
            rand:=random;
            FParent[i].chrom[j]:=FBatasChrom[j].min+rand*
                (FBatasChrom[j].max-FBatasChrom[j].min);
        end;
    end;
end;

```

```

    FParent[i].fitness:=FKa/gObjFuncDE.doHitung(FParent[i].chrom);
end;
end;

```

```

procedure TDE.Statistik;
var i:integer;
begin
    FMin1:=FParent[0].fitness;
    FMax1:=FParent[0].fitness;
    FSumFitness:=FParent[0].fitness;
    for i:=1 to FPopSize-1 do
    begin
        if FMin1>FParent[i].fitness then
        begin
            FMin1:=FParent[i].fitness;
        end;
        if FMax1<FParent[i].fitness then
        begin
            FMax1:=FParent[i].fitness;
        end;
        FSumFitness:=FSumFitness+FParent[i].fitness;
    end;
    FAvg1:=FSumFitness/FPopSize;
end;

```

```

function TDE.Seleksi:integer;
var rand,partsum:double;
    i:integer;
begin
    partsum:=0;
    i:=0;
    rand:=random*FSumFitness;
    repeat
        i:=i+1;
        partsum:=partsum+FParent[i-1].fitness;
    until (partsum>rand) or (i=FPopSize);
    result:=i-1;
end;

```

```

function TDE.Mutasi:dArr1;
var i,mate1,mate2,mate3:integer;
begin
    mate1:=Seleksi;
    repeat
        mate2:=Seleksi;
    until mate2<>mate1;
    repeat
        mate3:=Seleksi;
    until (mate3<>mate2) and (mate3<>mate1);
    SetLength(result,FLength);
    for i:=0 to FLength-1 do
    begin
        result[i]:=FParent[mate1].chrom[i]+FF*
            (FParent[mate2].chrom[i]-FParent[mate3].chrom[i]);
        if result[i]>FBatasChrom[i].max then
        begin
            result[i]:=FBatasChrom[i].max;
        end;
    end;
end;

```

```

    end;
    if result[i]<FBatasChrom[i].min then
    begin
        result[i]:=FBatasChrom[i].min;
    end;
end;

function TDE.Crossover(const rChromMutasi,rChromTarget:dArr1;
    const rq,rj:integer):dArr1;
var i:integer;
    rand:double;
begin
    SetLength(result,FLength);
    for i:=0 to FLength-1 do
    begin
        rand:=random;
        if (rand<FCg) or (rj=rq) then
        begin
            result[i]:=rChromMutasi[i];
        end
        else
        begin
            result[i]:=rChromTarget[i];
        end;
    end;
end;

procedure TDE.SeleksiOpt;
var i:integer;
    tmpPop:TPopulasi;
begin
    SetLength(tmpPop,FPopSize);
    for i:=0 to FPopSize-1 do
    begin
        if FChild[i].fitness>FParent[i].fitness then
        begin
            tmpPop[i]:=getIndi(FChild[i]);
        end
        else
        begin
            tmpPop[i]:=getIndi(FParent[i]);
        end;
    end;
    for i:=0 to FPopSize-1 do
    begin
        FParent[i]:=getIndi(tmpPop[i]);
    end;
end;

procedure TDE.doHitung;
var i,j,q:integer;
    chrom:dArr1;
    tmpIndi:TIndividu;
begin
    InitParent;
    Statistik;

```

```

FBestIndi:=getBestIndi;
for i:=0 to FMaxGen-1 do
begin
  for j:=0 to FPopSize-1 do
  begin
    chrom:=Mutasi;
    q:=round(0+random*(FPopSize-1-0));
    FChild[j].chrom:=Crossover(chrom,FParent[j].chrom,q,j);
    FChild[j].fitness:=FKa/gObjFuncDE.doHitung(FChild[j].chrom);
  end;
  SeleksiOpt;
  Statistik;
  tmpIndi:=getBestIndi;
  if FBestIndi.fitness<tmpIndi.fitness then
  begin
    FBestIndi:=getIndi(tmpIndi);
  end;
  FMin[i]:=FMin1;
  FAvg[i]:=FAvg1;
  FMax[i]:=FMax1;
  frmHasil.pbGen.StepBy(1);
end;
end;

```

```

function TDE.getMin:dArr1;
var i:integer;
begin
  SetLength(result,FMaxGen);
  for i:=0 to FMaxGen-1 do
  begin
    result[i]:=FMin[i];
  end;
end;

```

```

function TDE.getAvg:dArr1;
var i:integer;
begin
  SetLength(result,FMaxGen);
  for i:=0 to FMaxGen-1 do
  begin
    result[i]:=FAvg[i];
  end;
end;

```

```

function TDE.getMax:dArr1;
var i:integer;
begin
  SetLength(result,FMaxGen);
  for i:=0 to FMaxGen-1 do
  begin
    result[i]:=FMax[i];
  end;
end;

```

```

function TDE.getBestChrom:dArr1;
var i:integer;
begin

```

```
doHitung;  
SetLength(result,FLength);  
for i:=0 to FLength-1 do  
begin  
    result[i]:=FBestIndi.chrom[i];  
end;  
end;  
  
end.
```

```

unit uObjFuncDE;

interface

uses uUtils,uNewtonRaphson,uLoadflow,uComplex;

type
  TObjFuncDE=class
  private
    FNInstCap,Fd:integer;
    FKv,FKq,FKs,FKp,FStepTrafo,FStepCap,Fh,Fe,FC:double;
    FBatasV,FBatasTrafo,FBatasCap:TBatas;
    FInstCap:iArr1;
    procedure DecodeChromToLFData(var rChrom:dArr1;
      var rLBus:TBusArr1;
      var rLBranch:TBranchArr1);
    function FindPinV(const rLBus:TBusArr1):double;
    function FindPinPslack(const rLBus:TBusArr1):double;
    function FindPinKapBranch(const rLBranch:TBranchArr1):double;
    function FindPinKapQgen(const rLBus:TBusArr1):double;
    function FindCostCap(var rChrom:dArr1):double;
  public
    constructor Create(const rd:integer;
      const
      rKv,rKq,rKs,rKp,rStepTrafo,rStepCap,rh,re,rC:double;
      const rBatasV,rBatasTrafo,rBatasCap:TBatas;
      const rInstCap:iArr1);
    function FindBatasChrom:TBatasArr1;
    function doHitung(var rChrom:dArr1):double;
    procedure doHitungAkhir(var rChrom:dArr1;
      var rLBus:TBusArr1;
      var rLBranch:TBranchArr1;
      var rWc,rIc:double);
  end;

var gObjFuncDE:TObjFuncDE;

implementation

//constructor
constructor TObjFuncDE.Create(const rd:integer;
  const rKv,rKq,rKs,rKp,rStepTrafo,rStepCap,rh,re,rC:double;
  const rBatasV,rBatasTrafo,rBatasCap:TBatas;
  const rInstCap:iArr1);
var i:integer;
begin
  inherited Create;
  Fd:=rd;
  FKv:=rKv;
  FKq:=rKq;
  FKs:=rKs;
  FKp:=rKp;
  FStepTrafo:=rStepTrafo;
  FStepCap:=rStepCap;
  Fh:=rh;
  Fe:=re;
  FC:=rC;

```



```

FBatasV.min:=rBatasV.min;
FBatasV.max:=rBatasV.max;
FBatasTrafo.min:=rBatasTrafo.min;
FBatasTrafo.max:=rBatasTrafo.max;
FBatasCap.min:=rBatasCap.min;
FBatasCap.max:=rBatasCap.max;
FNinstCap:=high(rInstCap)+1;
SetLength(FInstCap,FNinstCap);
for i:=0 to FNinstCap-1 do
begin
    FInstCap[i]:=rInstCap[i];
end;
end;

//data processing
function TObjFuncDE.FindBatasChrom:TBatasArr1;
var i,sa:integer;
begin
    sa:=0;
    for i:=0 to high(gBus) do
    begin
        if gBus[i].typeBus<>3 then
        begin
            inc(sa);
        end;
    end;
    sa:=sa+FNinstCap;
    for i:=0 to high(gBranch) do
    begin
        if gBranch[i].Tr<>0 then
        begin
            inc(sa);
        end;
    end;
    SetLength(result,sa);
    sa:=0;
    for i:=0 to high(gBus) do
    begin
        if gBus[i].typeBus<>3 then
        begin
            result[sa].min:=FBatasV.min;
            result[sa].max:=FBatasV.max;
            inc(sa);
        end;
    end;
    for i:=0 to FNinstCap-1 do
    begin
        result[sa].min:=FBatasCap.min;
        result[sa].max:=FBatasCap.max;
        inc(sa);
    end;
    for i:=0 to high(gBranch) do
    begin
        if gBranch[i].Tr<>0 then
        begin
            result[sa].min:=FBatasTrafo.min;
            result[sa].max:=FBatasTrafo.max;

```

```

        inc(sa);
    end;
end;
end;

procedure TObjFuncDE.DecodeChromToLFData(var rChrom:dArr1;
    var rLBus:TBusArr1;
    var rLBranch:TBranchArr1);
var i,Nbus,Nsal,sa,bus:integer;
begin
    Nbus:=high(gBus)+1;
    SetLength(rLBus,Nbus);
    Nsal:=high(gBranch)+1;
    SetLength(rLBranch,Nsal);
    for i:=0 to Nbus-1 do
    begin
        rLBus[i].absV:=gBus[i].absV;
        rLBus[i].sudV:=gBus[i].sudV;
        rLBus[i].Pgen:=gBus[i].Pgen;
        rLBus[i].Qgen:=gBus[i].Qgen;
        rLBus[i].PL:=gBus[i].PL;
        rLBus[i].QL:=gBus[i].QL;
        rLBus[i].Cap:=gBus[i].Cap;
        rLBus[i].typeBus:=gBus[i].typeBus;
    end;
    for i:=0 to Nsal-1 do
    begin
        rLBranch[i].dari:=gBranch[i].dari;
        rLBranch[i].ke:=gBranch[i].ke;
        rLBranch[i].R:=gBranch[i].R;
        rLBranch[i].X:=gBranch[i].X;
        rLBranch[i].Lc:=gBranch[i].Lc;
        rLBranch[i].Tr:=gBranch[i].Tr;
        rLBranch[i].Tu:=gBranch[i].Tu;
        rLBranch[i].Su:=gBranch[i].Su;
        rLBranch[i].KapSal:=gBranch[i].KapSal;
        rLBranch[i].Length:=gBranch[i].Length;
        rLBranch[i].JenisCable:=gBranch[i].JenisCable;
    end;
    sa:=0;
    for i:=0 to Nbus-1 do
    begin
        if gBus[i].typeBus<>3 then
        begin
            rLBus[i].absV:=rChrom[sa];
            inc(sa);
        end;
    end;
    for i:=0 to FNinstCap-1 do
    begin
        bus:=FInstCap[i]-1;
        rLBus[bus].Qgen:=round(rChrom[sa]/FStepCap)*FStepCap;
        rChrom[sa]:=rLBus[bus].Qgen;
        inc(sa);
    end;
    for i:=0 to Nsal-1 do
    begin

```

```

    if gBranch[i].Tr<>0 then
    begin
        rLBranch[i].Tr:=round(rChrom[sa]/FStepTrafo)*FStepTrafo;
        rChrom[sa]:=rLBranch[i].Tr;
        inc(sa);
    end;
end;

function TObjFuncDE.FindPinV(const rLBus:TBusArr1):double;
var i:integer;
begin
    result:=0;
    for i:=0 to high(rLBus) do
    begin
        if rLBus[i].absV>FBatasV.max then
        begin
            result:=result+1;
            //result:=result+sqr(rLBus[i].absV-FBatasV.max);
        end;
        if rLBus[i].absV<FBatasV.min then
        begin
            result:=result+1;
            //result:=result+sqr(FBatasV.min-rLBus[i].absV);
        end;
    end;
end;

function TObjFuncDE.FindPinPslack(const rLBus:TBusArr1):double;
var i,sa:integer;
begin
    result:=0;
    sa:=0;
    for i:=0 to high(gBus) do
    begin
        if gBus[i].typeBus=1 then
        begin
            if rLBus[i].Pgen>gGenLF[sa].Pmax then
            begin
                result:=result+sqr(rLBus[i].Pgen-gGenLF[sa].Pmax);
            end;
            if rLBus[i].Pgen<gGenLF[sa].Pmin then
            begin
                result:=result+sqr(gGenLF[sa].Pmin-rLBus[i].Pgen);
            end;
            inc(sa);
        end;
    end;
end;

function TObjFuncDE.FindPinKapBranch(const
rLBranch:TBranchArr1):double;
var i,Nsal:integer;
    absDaya:double;
begin
    Nsal:=high(rLBranch)+1;
    result:=0;

```

```

for i:=0 to Nsal-1 do
begin
  if rLBranch[i].Sij.real>0 then
  begin
    absDaya:=getAbs(rLBranch[i].Sij);
  end
  else
  begin
    absDaya:=getAbs(rLBranch[i].Sji);
  end;
  if absDaya>rLBranch[i].KapSal then
  begin
    result:=result+sqr(absDaya-rLBranch[i].KapSal);
  end;
end;
end;

function TObjFuncDE.FindPinKapQgen(const rLBus:TBusArr1):double;
var i,sa:integer;
begin
  result:=0;
  sa:=0;
  for i:=0 to high(rLBus) do
  begin
    if rLBus[i].typeBus<>3 then
    begin
      if rLBus[i].Qgen>gGenLF[sa].Qmax then
      begin
        result:=result+sqr(rLBus[i].Qgen-gGenLF[sa].Qmax);
      end;
      if rLBus[i].Qgen<gGenLF[sa].Qmin then
      begin
        result:=result+sqr(abs(gGenLF[sa].Qmin)-abs(rLBus[i].Qgen));
      end;
      inc(sa);
    end;
  end;
end;

function TObjFuncDE.FindCostCap(var rChrom:dArr1):double;
var i,sa:integer;
begin
  sa:=0;
  for i:=0 to high(gBus) do
  begin
    if gBus[i].typeBus<>3 then
    begin
      inc(sa);
    end;
  end;
  result:=Fe;
  for i:=0 to FNinstCap-1 do
  begin
    result:=result+FC*rChrom[sa];
    inc(sa);
  end;
end;
end;

```

```

function TObjFuncDE.doHitung(var rChrom:dArr1):double;
var LBus:TBusArr1;
    LBranch:TBranchArr1;
    pinV,pinP,pinS,PinQ,Ploss,Wc,Ic:double;
begin
    DecodeChromToLFData(rChrom,LBus,LBranch);
    NewtonRaphson(LBus,LBranch,gParamLF);
    pinV:=FindPinV(LBus);
    pinP:=FindPinPslack(LBus);
    pinS:=FindPinKapBranch(gBranch);
    pinQ:=FindPinKapQgen(LBus);
    Ploss:=gParamLF.SumLoss.real;
    Wc:=Fh*Fd*Ploss;
    Ic:=FindCostCap(rChrom);
    result:=Wc+Ic+FKv*pinV+FKp*pinP+FKs*pinS+FKq*pinQ;
end;

procedure TObjFuncDE.doHitungAkhir(var rChrom:dArr1;
    var rLBus:TBusArr1;
    var rLBranch:TBranchArr1;
    var rWc,rIc:double);
var Ploss:double;
begin
    DecodeChromToLFData(rChrom,rLBus,rLBranch);
    NewtonRaphson(rLBus,rLBranch,gParamLF);
    Ploss:=gParamLF.SumLoss.real;
    rWc:=Fh*Fd*Ploss;
    rIc:=FindCostCap(rChrom);
end;

end.

```

# LAMPIRAN II



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1  
KONSENTRASI TEKNIK ENERGI LISTRIK

**BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**

1. Nama : MUHAMMAD DWI CHANDRA PUTRA
2. NIM : 01.12.003
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : OPTIMASI DAYA REAKTIF DENGAN  
MENGUNAKAN METODE *DIFFERENTIAL  
EVOLUTION* PADA SALURAN TRANSMISI 150 KV  
PAITON - BALI

Dipertahankan dihadapan Majelis Penguji Skripsi Jenjang Strata Satu (S-1)  
pada :

Hari : Kamis  
Tanggal : 25 September 2008  
Dengan Nilai : 80,04 (A) *By*



**Ir. Mochtar Asroni, MSME**  
NIP.Y.1018100036

**Panitia Ujian Skripsi**

**Sekretaris Majelis Penguji**

**Ir. Yudi Limpraptono, MT**  
NIP.Y.1039500274

**Anggota Penguji**

**Penguji Pertama**

**Ir. Teguh Herbasuki, MT**  
NIP. Y. 1038900209

**Penguji Kedua**

**Bambang Prio Hartono, ST, MT**  
NIP.Y. 1028400082





FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
 SURABAYA

1. Nama : ALHAFIDH Dwi Chandra Putra  
 2. NIM : 1018100036  
 3. Jurusan : Teknik Elektro 2-1  
 4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik  
 5. Judul Skripsi : OPTIMASI DAYA REAKTIF PADA SALURAN TRANSMISI 150 KV  
 METODE PENYALURAN ALIRAN

Disetujui dan disahkan oleh Kepala Jurusan Teknik Elektro 2-1 (2-1)  
 pada :

Hari : Kamis  
 Tanggal : 25 September 2008  
 Dengan Nilai : 80,00 (A)

Pengetuhan Skripsi

Sekretaris Jurusan Teknik Elektro 2-1

Ketua Jurusan Teknik Elektro 2-1

Ir. Yudi Limanopone, MT  
 NIP. 103200374

Ir. Achmad Asmudi, MSIE  
 NIP. 1018100036

Pengetuhan Skripsi

Pengetuhan Skripsi

Pengetuhan Skripsi

Ir. Bambang Prio Hartono, ST, MT  
 NIP. 103240082

Ir. Tumpu Herbasuki, MT  
 NIP. 103200374



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL  
Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2  
MALANG

## PERMOHONAN PERSETUJUAN SKRIPSI

Yang betanda tangan dibawah ini :

Nama : M. DWI CHANDRA P  
NIM : 0112003  
Semester : X (SEPULUH)  
Fakultas : Teknologi Industri  
Jurusan : Teknik Elektro S-1  
Konsentrasi : Teknik Energi Listrik  
Alamat : Jl. SULFAT AGUNG BLOK 8 / 43 (BUMI PURWANTORO AGUNG)

Dengan ini kami mengajukan permohonan untuk mendapatkan persetujuan untuk membuat *SKRIPSI Tingkat Sarjana*. Untuk melengkapi permohonan tersebut, bersama kami lampirkan persyaratan-persyaratan yang harus dipenuhi.

Adapun persyaratan-persyaratan pengambilan *SKRIPSI* adalah sebagai berikut :

1. Telah melaksanakan semua praktikum sesuai dengan konsentrasinya (.....)
2. Telah lulus dan menyerahkan Laporan Praktek Kerja (.....)
3. Telah lulus seluruh mata kuliah keahlian (MKB) sesuai konsentrasinya (.....)
4. Telah menempuh mata kuliah  $\geq 134$  sks dengan IPK  $\geq 2$  dan tidak ada nilai E (.....)
5. Telah mengikuti secara aktif kegiatan seminar skripsi yang diadakan Jurusan (.....)
6. Memenuhi persyaratan administrasi (.....)

Demikian permohonan ini untuk mendapatkan penyelesaian lebih lanjut dan atas perhatiannya kami ucapkan terima kasih.

Telah diteliti kebenaran data tersebut diatas  
Recording Teknik Elektro

(.....)

Malang, .....2006  
Pemohon

(.....)  
M. DWI CHANDRA P.

Disetujui  
Ketua Jurusan Teknik Elektro

(.....)

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT  
NIP. Y. 1039500274

Mengetahui  
Dosen Wali

(.....)  
Ir. I MADE WARTANA MT

Catatan :

Bagi mahasiswa yang telah memenuhi persyaratan mengambil SKRIPSI agar membuat proposal dan mendapat persetujuan dari Ketua Jurusan/Sekretaris Jurusan T. Elektro S-1

1. IPE 384 / 2.00
2. 133
3. MK. Trans mizi  
praktikum Sistem.



**FORMULIR PENGAJUAN JUDUL SKRIPSI**  
**JURUSAN TEKNIK ELEKTRO/T. ENERGI LISTRIK S-1**

1.	Nama Mahasiswa : <b>M. Dwi Chandra.P</b>		Nim : <b>01.12.003</b>	
2.	Waktu Pengajuan :	Tanggal	Bulan	Tahun
		<b>21</b>	<b>Januari</b>	<b>2008</b>
3.	Spesifikasi Judul *)			
	a. Sistem Tenaga Elektrik b. Energi & Konversi Energi c. Tegangan Tinggi & Pengukuran d. Sistem Kendali Industri		e. Elektronika & Komponen f. Elektro Digital & Komputer g. Elektronika Komunikasi h. Lainnya .....	
4.	Konsultasikan judul sesuai materi bidang ilmu kepada Dosen*) :		Ketua Jurusan,	
	<i>Ir. Eko Noercohyo</i>		<i>Ir. Yudi Limpraptono, MT</i> NIP. P. 1039500274	
5.	Judul yang diajukan Mahasiswa :	" <i>Optimasi Daya Reaktif Menggunakan Metode Differential Evolution Pada Salauran 150 kv PAITON-EALI</i> "		
6.	Perubahan Judul yang Disetujui Dosen materi bidang ilmu			
7.	Cacatan :			
8.	Persetujuan Judul Skripsi yang dikonsultasikan kepada Dosen materi bidang ilmu		Disetujui 15 Januari 2008 Dosen	

**Perhatian :**

1. Formulir Pengajuan ini harap dikembalikan ke Jurusan paling lambat *satu minggu* setelah disetujui Kelompok Dosen Keahlian dengan dilampirkan Proposal Skripsi beserta persyaratan Skripsi sesuai **Form. S-1**.
2. \*) dilingkari a, b, c, ....atau f, sesuai bidang Keahlian.
3. \*\*) diisi oleh Jurusan.



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL  
Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2  
**MALANG**

Lampiran : 1 (satu) berkas  
**Pembimbing Skripsi**

Kepada : Yth. Bapak **Ir. Eko Nurcahyo**  
Dosen Institut Teknologi Nasional Malang  
**MALANG**

Yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Muhammad Dwi Chandra Putra  
Nim : 01.12.003  
Jurusan : Teknik Elektro S-1  
Konsentrasi : Energi Listrik

Dengan ini mengajukan permohonan, kiranya Bapak/Ibu bersedia menjadi Dosen Pembimbing Utama, untuk penyusunan Skripsi dengan judul (proposal terlampir) :

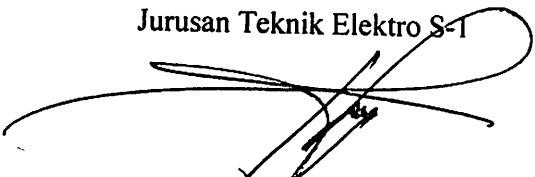
***OPTIMISASI DAYA REAKTIF MENGGUNAKAN  
METODE DIFFERENTIAL EVOLUTION PADA  
SALURAN TRANSMISI 150 KV PAITON – BALI***

Adapun tugas tersebut sebagai salah satu syarat untuk menempuh Ujian Akhir Sarjana Teknik.


Demikian permohonan kami dan atas kesediaan Bapak kami ucapkan terima kasih.

Malang, Januari 2008

Ketua  
Jurusan Teknik Elektro S-1

  
**Ir. F. Yudi Limpraptono, MT**  
NIP. 1039500274

**Hormat Kami,**

  
**Muhammad Dwi Chandra Putra**  
NIM. 01.12.003

\*) coret yang tidak perlu

Form S-3a



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL  
Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2  
MALANG

Lampiran : 1 (satu) berkas  
**Pembimbing Skripsi**

Kepada : Yth. Bapak **Irrine Budi S, ST.MT**  
Dosen Institut Teknologi Nasional Malang  
**MALANG**

Yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Muhammad Dwi Chandra Putra  
Nim : 01.12.003  
Jurusan : Teknik Elektro S-1  
Konsentrasi : Energi Listrik

Dengan ini mengajukan permohonan, kiranya Bapak/Ibu bersedia menjadi Dosen Pembimbing Pendamping, untuk penyusunan Skripsi dengan judul (proposal terlampir) :

***OPTIMISASI DAYA REAKTIF MENGGUNAKAN  
METODE DIFFERENTIAL EVOLUTION PADA  
SALURAN TRANSMISI 150 KV PAITON – BALI***


Adapun tugas tersebut sebagai salah satu syarat untuk menempuh Ujian Akhir Sarjana Teknik.  
Demikian permohonan kami dan atas kesediaan Bapak kami ucapkan terima kasih.

Malang, Januari 2008

Ketua  
Jurusan Teknik Elektro S-1

  
**Ir. F. Yudi Limpraptono, MT**  
NIP. 1039500274

**Hormat Kami,**

  
**Muhammad Dwi Chandra Putra**  
NIM. 01.12.003

\*) coret yang tidak perlu

Form S-3a



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL  
Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2  
MALANG

## PERNYATAAN KESEDIAAN DALAM PEMBIMBINGAN SKRIPSI

Sesuai permohonan dari mahasiswa /i :

Nama : Muhammad Dwi Chandra Putra

Nim : 01.12.003

Semester : 13 ( Tiga belas )

Jurusan : Teknik Elektro S-1

Konsentrasi : Energi Listrik

Dengan ini menyatakan bersedia / tidak bersedia \*) Membimbing Skripsi dari  
mahasiswa tersebut, dengan judul :

***OPTIMISASI DAYA REAKTIF MENGGUNAKAN  
METODE DIFFERENTIAL EVOLUTION PADA  
SALURAN TRANSMISI 150 KV PAITON – BALI***

Demikian surat pernyataan ini kami buat agar dapat dipergunakan seperlunya.

Malang, Januari 2008

Kami yang Membuat pernyataan,

**Ir. Eko Nurcahyo**  
**NIP. Y. 102870072**

Catatan

Setelah disetujui agar formulir ini  
Diserahkan mahasiswa/i yang bersangkutan  
Kepada Jurusan untuk diproses lebih lanjut.

\*) Coret yang tidak perlu

Form S-3b



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL  
Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2  
**MALANG**

## PERNYATAAN KESEDIAAN DALAM PEMBIMBINGAN SKRIPSI

Sesuai permohonan dari mahasiswa /i :

Nama : Muhammad Dwi Chandra Putra

Nim : 01.12.003

Semester : 13 ( Tiga belas )

Jurusan : Teknik Elektro S-1

Konsentrasi : Energi Listrik

Dengan ini menyatakan bersedia / tidak bersedia \*) Membimbing Skripsi dari mahasiswa tersebut, dengan judul :

***OPTIMISASI DAYA REAKTIF MENGGUNAKAN  
METODE DIFFERENTIAL EVOLUTION PADA  
SALURAN TRANSMISI 150 KV PAITON – BALI***

Demikian surat pernyataan ini kami buat agar dapat dipergunakan seperlunya.

Malang, Januari 2008

**Kami yang Membuat pernyataan,**

**Irrine Budi S, ST.MT**  
**NIP. 132314400**

**Catatan**

Setelah disetujui agar formulir ini  
Diserahkan mahasiswa/i yang bersangkutan  
Kepada Jurusan untuk diproses lebih lanjut.

\*) Coret yang tidak perlu

Form S-3b



## BERITA ACARA SEMINAR PROPOSAL SKRIPSI JURUSAN TEKNIK ELEKTRO S-1

Konsentrasi : Teknik Energi Listrik/Teknik Elektronika\*)

1.	Nama Mahasiswa: M. DWI. CHANDRA. P.	Nim: 0112003		
2.	Keterangan	Tanggal	Waktu	Tempat
	Pelaksanaan	12-02-2008		Ruang:
	Spesifikasi Judul (berilah tanda silang)**)			
3.	<input checked="" type="checkbox"/> a. Sistem Tenaga Elektrik	<input type="checkbox"/> e. Elektronika & Komponen		
	<input type="checkbox"/> b. Energi & Konversi Energi	<input type="checkbox"/> f. Elektronika Digital & Komputer		
	<input type="checkbox"/> c. Tegangan Tinggi & Pengukuran	<input type="checkbox"/> g. Elektronika Komunikasi		
	<input type="checkbox"/> d. Sistem Kendali Industri	<input type="checkbox"/> h. lainnya .....		
4.	Judul Proposal yang diseminarkan Mahasiswa	OPTIMASI DAYA REAKTIF MENGGUNAKAN METODE DIFFERENTIAL EVOLUTION PADA SALURAN TRANSMISI 150 KV PAITON - BALI		
5.	Perubahan Judul yang diusulkan oleh Kelompok Dosen Keahlian			
6.	Catatan:			
7.	Catatan:			





**PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG**  
**INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG**

**FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**  
**FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN**  
**PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK**

T. BNI (PERSERO) MALANG  
BANK NIAGA MALANG

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 553015 Malang 65145  
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

Malang, 13 Februari 2008

Nomor : ITN-100/ITA/2/2008  
Lampiran : -  
Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**  
  
Kepada : Yth. Sdr. Ir. **EKO NURCAHYO**

Dosen Pembimbing  
Jurusan Teknik Elektro S-1  
di  
Malang

Dengan Hormat,  
Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam Proposal Skripsi  
untuk Mahasiswa:

Nama : MUH. DWI CANDRA P  
Nim : 0112003  
Fakultas : Teknologi Industri  
Jurusan : Teknik Elektro S-1  
Kosentrasi : Teknik Energi Listrik S-1

Maka dengan ini pembimbingan tersebut kami serahkan sepenuhnya  
kepada Saudara/I selama masa waktu 6 (enam) bulan, terhitung mulai  
tanggal:

13 Februari 2008 s/d 13 Agustus 2008

Sebagai satu syarat untuk menempuh Ujian Sarjana Teknik, Jurusan  
Teknik Elektro-S1

Demikian atas perhatian serta kerjasamanya yang baik kami sampaikan  
terima kasih.



Ketua Jurusan  
Teknik Elektro S-1

Ir. F. Yudi Limpraptono, MT.  
NIP. Y. 1039500274

Tembusan Kepada Yth:

1. Mahasiswa Yang Bersangkutan
2. Arsip

Form S4a



PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
**INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG**

**FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**  
**FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN**  
**PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK**

BNI (PERSERO) MALANG  
BANK NIAGA MALANG

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 553015 Malang 65145  
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

Malang, 13 Februari 2008

Nomor : ITN-101/I.TA/2/2008  
Lampiran : -  
Perihal : **BIMBINGAN SKRIPSI**  
Kepada : Yth. Sdr. **IRRINE BUDI S, ST, MT**

Dosen Pembimbing  
Jurusan Teknik Elektro S-1  
di  
Malang

Dengan Hormat,  
Sesuai dengan permohonan dan persetujuan dalam Proposal Skripsi  
untuk Mahasiswa:

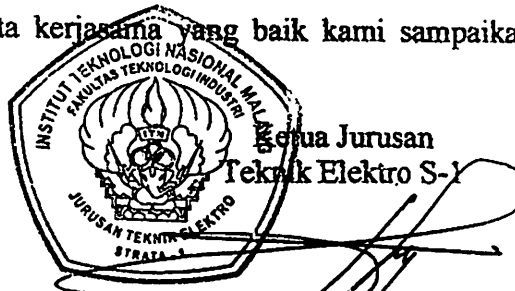
Nama : MUH. DWI CANDRA P  
Nim : 0112003  
Fakultas : Teknologi Industri  
Jurusan : Teknik Elektro S-1  
Kosentrasi : Teknik Energi Listrik S-1

Maka dengan ini pembimbingan tersebut kami serahkan sepenuhnya  
kepada Saudara/I selama masa waktu 6 (enam) bulan, terhitung mulai  
tanggal:

13 Februari 2008 s/d 13 Agustus 2008

Sebagai satu syarat untuk menempuh Ujian Sarjana Teknik, Jurusan  
Teknik Elektro-S1

Demikian atas perhatian serta kerjasama yang baik kami sampaikan  
terima kasih.



Ir. F. Yudi Limpraptono, MT  
NIP. Y. 1039500274

Tembusan Kepada Yth:

1. Mahasiswa Yang Bersangkutan
2. Arsip

Form S4a



## FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : Muhammad Dwi Chandra Putra  
Nim : 01.12.003  
Masa Bimbingan : 12 Februari 2008 s/d 12 Agustus 2008  
Judul Skripsi : Optimasi daya reaktif menggunakan metode Differential Evolution pada saluran transmisi 150 kv Paiton-Bali

No.	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1.	15 FEBRUARI 2008	Maju bab I, II, III	
2.	18 FEBRUARI 2008	Revisi Bab I (Rumusan Masalah & Tujuan)	
3.	19 FEBRUARI 2008	ACC Bab I	
4.	21 FEBRUARI 2008	Revisi bab II & III	
5.	28 FEBRUARI 2008	- ACC Bab II & III - Maju bab IV	
6.	1 Maret 2008	Revisi bab IV	
7.	5 Maret 2008	ACC bab IV & Maju bab V	
8.	8 Maret 2008	Revisi bab V	
9.	10 Maret	ACC kompre	
10.			









Malang, 2008  
Dosen Pembimbing I

**Ir. Eko Nurcahyo**  
Nip.Y. 102870072

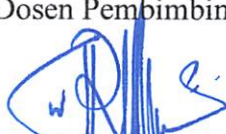


## FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama : Muhammad Dwi Chandra Putra  
Nim : 01.12.003  
Masa Bimbingan : 12 Februari 2008 s/d 12 Agustus 2008  
Judul Skripsi : Optimasi daya reaktif menggunakan metode Differential Evolution pada saluran transmisi 150 kv Paiton-Bali

No.	Tanggal	Uraian	Paraf Pembimbing
1.	15 FEBRUARI 2008	Maju bab I & II	
2.	18 FEBRUARI 2008	ACC bab I & II	
3.	19 FEBRUARI 2008	Maju bab III & IV	
4.	21 FEBRUARI 2008	- ACC bab III - Revisi bab IV	
5.	24 FEBRUARI 2008	ACC bab IV	
6.	10 Maret 2008	Revisi Daftar isi	
7.	11 Maret 2008	- Konsultasi & Masukan	
8.	22 September 2008	ACC kompre	
9.			
10.			

Malang, 2008  
Dosen Pembimbing II

  
**Irrine Budi S, ST.MT**  
Nip. NIP. 132314400



**ATA MAHASISWA :**

Nama	:	M. DWI. CHANDRA .P.
NIM	:	0112003
Fakultas	:	Teknologi Industri
Jurusan	:	Teknik Elektro S-1
Koncentrasi	:	1. Teknik Energi Listrik *)
	:	2. Teknik Elektronika *)
	:	3. Teknik Komputer dan Informatika *)
Alamat di Malang	:	Jl. SULFAT AGUNG VIII /43
Nomor Telp. Rumah / HP	:	081805011450
Masa Penulisan Skripsi	:	
Dosen Pembimbing	:	1. Ir. EKO NURCAHYO
	:	2. IRENE BUDI S. ST.MT
Judul Skripsi	:	OPTIMISASI DAYA REAKTIF MENGGUNAKAN METODE DIFFERENTIAL EVOLUTION PADA SALURAN TRANSMISI PAITON - BALI 150 KV

No.	Persyaratan	Paraf ***)
1.	Telah mengumpulkan 140 SKS dengan IPK $\geq 2$	135 SKS
2.	Tidak ada Nilai E	
3.	Telah menyelesaikan / mengumpulkan Laporan Praktek Kerja	
4.	Telah menempuh semua praktikum yang disyaratkan Jurusan	
5.	Menyerahkan K <sub>p</sub>	
6.	Mengumpul- rangkap 3	
7.	Menye-	
8.	Tel-	

\*)  
\*\*) L  
\*\*\*) Diff

Content:



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO

## PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI


Dari hasil ujian skripsi Jurusan Teknik Elektro jenjang strata satu (S-1)  
yang diselenggarakan pada :

Hari : Kamis  
Tanggal : 25 September 2008

**Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :**

1. Nama : MUHAMMAD DWI CHANDRA PUTRA  
2. NIM : 01.12.003  
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1  
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik  
5. Judul Skripsi : OPTIMASI DAYA REAKTIF DENGAN MENGGUNAKAN  
METODE *DIFFERENTIAL EVOLUTION* PADA SALURAN  
TRANSMISI 150 KV PAITON - BALI

**Perbaikan meliputi :**

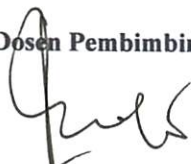
No	Materi Perbaikan	Ket
1.	Untuk menjelaskan data tabel 4-5 diperoleh dari mana ?	

**Anggota Penguji**



**Ir. Teguh Herbasuki, MT**  
NIP. Y. 103 890 029  
**Penguji Pertama**

**Dosen Pembimbing I**



**Ir. Eko Nurcahyo**  
NIP.Y.102 870 072

**Dosen Pembimbing II**



**Irrine Budi S, ST, MT**  
NIP.132 314 400



INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
JURUSAN TEKNIK ELEKTRO

## PERSETUJUAN PERBAIKAN SKRIPSI

Dari hasil ujian skripsi Jurusan Teknik Elektro jenjang strata satu (S-1)  
yang diselenggarakan pada :

Hari : Kamis  
Tanggal : 25 September 2008

Telah dilakukan perbaikan skripsi oleh :

1. Nama : MUHAMMAD DWI CHANDRA PUTRA
2. NIM : 01.12.003
3. Jurusan : Teknik Elektro S-1
4. Konsentrasi : Teknik Energi Listrik
5. Judul Skripsi : OPTIMASI DAYA REAKTIF DENGAN MENGGUNAKAN  
METODE *DIFFERENTIAL EVOLUTION* PADA SALURAN  
TRANSMISI 150 KV PAITON - BALI

Perbaikan meliputi :

No	Materi Perbaikan	Ket
1.	Latar belakang permasalahan awal Paiton-Bali	
2.	Hal 38 – 46 masuk BAB II	
3.	Hal 47 – 55 masuk BAB III	
4.	Hal 69 Analisa pembahasan gambar 4-19, 4-20, 4-21 ?	
5.	Maksud dari tabel 4.8 & tabel 4.9 ?	
6.	Pembahasan Hal 73 – 79 & Hal 80 – 83 ?	

### Anggota Penguji

**Bambang Prio Hartono, ST, MT**  
NIP.Y. 102 840 0082  
Penguji Kedua

Dosen Pembimbing I  
  
**Ir. Eko Nurcahyo**  
NIP.Y.102 870 072

Dosen Pembimbing II  
  
**Irrine Budi S., ST, MT**  
NIP.132 314 400





**PERKUMPULAN PENGELOLA PENDIDIKAN UMUM DAN TEKNOLOGI NASIONAL MALANG**  
**INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG**

**FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**  
**FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN**  
**PROGRAM PASCASARJANA MAGISTER TEKNIK**

BNI (PERSERO) MALANG  
BANK NIAGA MALANG

Kampus I : Jl. Bendungan Sigura-gura No. 2 Telp. (0341) 551431 (Hunting), Fax. (0341) 553015 Malang 65145  
Kampus II : Jl. Raya Karanglo, Km 2 Telp. (0341) 417636 Fax. (0341) 417634 Malang

Nomor : ITN- 485 /ILT.A-2/2/08  
Lampiran : -  
Perihal : Survey

Malang, 6 Pebruari 2008

Kepada : Yth. Pimpinan  
PT. PLN P3B Reg Jawa Timur dan Bali  
Jl. Suningrat No. 45 Taman  
Di – Sidoarjo

Bersama ini dengan hormat kami mohon kebijaksanaan Saudara agar Mahasiswa kami dari Fakultas Teknologi Industri Jurusan Teknik Elektro S-1 Konsentrasi Teknik Energi Listrik dapat diijinkan untuk melaksanakan survey pada perusahaan yang saudara pimpin untuk mendapatkan data – data guna penyusunan Skripsi dengan Judul : Optimasi Daya Reaktif Menggunakan Metode Diffrential Evolution Pada saluran Transmisi 150 KV Paiton - Bali

Mahasiswa tersebut Adalah :

M Dwi Chandra P

Nim. 01.12.003

Adapun lamanya Survey adalah : 7 Hari

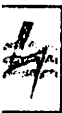
Demikian agar maklum dan atas perhatian serta bantuannya kami ucapkan terima kasih.

**DEKAN**  
**Fakultas Teknologi Industri**



**Ir. Mochtar Asroni, MSME**  
**Nip. Y.1018100036**





**PT PLN (PERSERO)**  
**PENYALURAN DAN PUSAT PENGATUR BEBAN JAWA BALI**  
**REGION JAWA TIMUR & BALI**

Jalan Suningrat No. 45 Taman Sidoarjo 61257

Telpun : (031) 7882113, 7882114

Botak Pos : 4119 SBS

Facsimile : (031) 7882578, 7881024

E-mail : region4@pln-jawa-bali.co.id

Website : www.pln-jawa-bali.co.id

Nomer : /330/RJTB/2008

Surat Sdr. No. : ITN-485/III.TA-2/2/08

Lampiran : 1 (satu) lampiran

Perihal : Ijin Survey / Pengambilan Data

**Kepada Yth**

**INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL MALANG**  
**FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI**  
**DI**

**MALANG**

Menunjuk surat Saudara nomor : ITN-485/III.TA-2/2/08 tanggal 6 Februari 2008 perihal Survey / Permintaan Data, dengan ini diberitahukan bahwa kami tidak keberatan untuk memberikan ijin kepada Mahasiswa Saudara, bernama :

➤ **M. Dwi Chandra P.**

**Nim : 01.12.003**

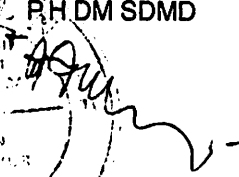
Untuk melakukan Pengambilan Data pada PT. PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali Bidang Operasi, dengan persyaratan sebagai berikut :

1. Mahasiswa tersebut diatas supaya mengisi dan menanda tangani Surat Pernyataan 1 (satu) lembar bermeterai Rp. 6.000,-
2. Mahasiswa yang bersangkutan agar mematuhi peraturan/ketentuan yang berlaku di PT PLN (PERSERO) sehingga faktor-faktor kerahasiaan harus benar-benar diutamakan.
3. Semua biaya perjalanan, penginapan, makan dan lain sebagainya tidak menjadi tanggungan PT . PLN (PERSERO) P3B Region Jawa Timur dan Bali.
4. Buku Laporan Kerja Praktek Mahasiswa tersebut agar dikirimkan kepada PT . PLN (PERSERO) P3B Region Jawa Timur dan Bali 1 (satu) buah.
5. Untuk informasi lebih lanjut dapat menghubungi PT . PLN (PERSERO) P3B Region Jawa Timur Bali Cq. Bidang SDM & ADMINISTRASI.

Demikian harap maklum dan terima kasih atas perhatian saudara.

Tembusan Yth. :

1. MBSDM PLN P3B JB.
2. DM Operasi PLN P3B RJTB.
3. Sdr. M. Dwi Chandra. P

PH DM SDMD  
  
**TAUFIQ DERMAWAN**

## SURAT PERNYATAAN

Yang bertanda tangan dibawah ini, saya :

Nama : MUHAMMAD DWI CHANDRA PUTRA  
Pria/ Wanita : PIA  
Tempat / Tanggal lahir : TARAKAN <KAL-TIM> / 19 FEBRUARI 1984  
Alamat / No. telepon : Jl. SULFAT AGUNG 8 / 43 <BHUMI PURWANTORO  
AGUNG > / 085259490004  
Pekerjaan : MAHASISWA

Dengan ini saya menerangkan bahwa :

1. Saya bersedia dan setuju menanggung semua akibat yang ditimbulkan karena kesalahan maupun kelalaian saya dan semua akibat lainnya yang terjadi pada instalasi peralatan milik PLN selama melakukan Training/ Praktek Kerja/ Riset pada PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali, yang telah mendapat ijin dari PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali ;
2. Saya atas peringatan pertama akan membayar sepenuhnya, semua biaya yang langsung menimbulkan kerugian atau kecelakaan , karena kelalaian saya ;
3. Saya akan segera mematuhi semua petunjuk –petunjuk yang diberikan oleh Petugas PT PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali ;
4. Saya sanggup tidak membocorkan hal – hal yang bersifat rahasia perusahaan PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali dan bahan yang saya peroleh dalam Training/ Praktek Kerja/ Riset, dan tidak saya pergunakan untuk hal – hal yang dapat merugikan PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali
5. Saya sanggup menanggung sendiri segala sesuatu untuk keperluan Training/ Praktek Kerja/ Riset termasuk biaya perjalanan , penginapan makan dan sebagainya ;
6. Saya sanggup menyerahkan 1 (satu) buah buku laporan Training/ Praktek Kerja/ Riset kepada PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali, setelah saya presentasikan kepada Manager Bidang SDMAD PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali mengenai tugas Training/ Praktek Kerja/ Riset.
7. Saya tunduk dan akan mentaati semua peraturan yang berlaku di PT PLN (Persero) P3B Region Jawa Timur dan Bali, dan saya sanggup tidak meninggalkan tugas kedinasan selama Training/ Praktek Kerja/ Riset.

Surabaya,

Yang membuat pernyataan



Malang 20 April 2006

Perihal : Permohonan Dispensasi Dalam Pengajuan Skripsi

Lampiran : -

Kepada

Yth Ketua Jurusan Teknik Elektro S-1

Di tempat:

Dengan Hormat

Sehubungan dengan adanya kendala dalam pengajuan skripsi saya, yang mengharuskan seluruh nilai praktikum dan mata kuliah dicantumkan, maka dengan ini saya yang bertandatangan di bawah ini :

Nama : M. Dwi. Chandra. P.

Nim : 0112003

Jurusan : Teknik Elektro S1

Memohon agar Bapak berkenan mengizinkan saya untuk mengajukan skripsi dimana kegiatan kuliah yang merupakan prasyarat pengajuan skripsi belum mencukupi dikarenakan adanya nilai E. maka saya bersedia untuk tidak mengikuti Yudisium.

Demikian surat permohonan ini, atas perhatian dan pertimbangan Bapak, saya ucapkan terima kasih.

Mengetahui

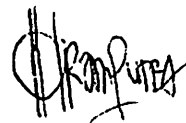
Ketua Jurusan Teknik Elektro S1



Ir. F Yudi Limpraptono, MT  
NIP. P. 1039500274

Hormat saya,

Pemohon



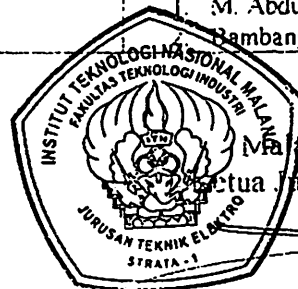
M. Dwi. Chandra. P.

*Transkrip → E ditanda pd SR ganil 24/20*

NO	WAKTU	NAMA / NIM	JUDUL MAKALAH	PEMBIMBING KELOMPOK DOSEN KEAHLIAN	RUANG
1.	09.00 – 09.45	<u>Muh. Dwi Candra P</u> 0112003	Optimasi Daya Reaktif Menggunakan Metode Derferential Evolurion Pada Saluran Transmisi 150 Kv Paiton Bali	Ir. Eko Nurcahyo Irrine Budi S, ST, MT 1. Widodo Pudji M, MT 2. Bambang Prio Hartono, ST, MT	Seminar Lantai 1
2.	09.45 – 10.30	<u>Herchy Seilatuw</u> 0212082	Analisa Kondisi Sready Stape Pada Pengaturan Kecepatan Motor DC Menggunakan Metode Kontrol Cascade Dengan Software Matlab Simulink Di Laboratorium Konversi Energi Elektrik Itn Malang	Ir. Widodo Pudji M, MT Bambang Prio Hartono, ST, MT 1. M. Abdul Hamid, MT 2. Eko Nurcahyo	
3.	10.30 – 11.15	<u>Yuri Firmansyah</u> 0212059	Analisis Dan Pembuatan Harmonic Pada Motor Induksi 3 Fasa Menggunakan Thyristor Anti Paralel Di Laboratorium Konversi Energi Elektrik ITN Malang	Ir. M. Abdul Hamid, MT Bambang Prio Hartono, ST, MT 1. Widodo Pudji M, MT 2. Eko Nurcahyo	
4.	11.15 – 12.00	<u>Husen Sufianto</u> 0212010	Analisis Unjuk Kerja Motor Indusi 3 Fasa Menggunakan Pengendalian Thyristor Anti Paralel Dengan Matlab 7.0 Di Laboratorium Konversi Energi Elektrik ITN Malang		
5.	12.00 – 12.45	<u>Irfan H. Nainggolan.</u> 0112146	Penggunaan Metode Monte Carlo Hybrid Fuzzy Logic (MCHFL) Pada Peramalan Beban Jangka Perdek	Ir. Eko Nurecahyo Ir. Djojo Priatmono, MT 1. M. Abdul Hamid, MT 2. Bambang Prio Hartono, ST, MT	
6	12.45 – 13.30	<u>Aan Hanafi S</u> 0012090	Kompensasi Daya Reaktif Multiohyektif Menggunakan Metode Elektric Omocron (EO) Pada Jaringan Transmisi 150 Kv Di Area 4 Jawa Timur	Ir. Taufik Hidayat, MT Ir. Eko Nurcahyo 1. M. Abdul Hamid, MT 2. Bambang Prio Hartono, ST, MT	

**Catatan :**

Peserta seminar proposal diwajibkan berpakaian rapi  
(Bawahan hitam, baju putih, berdasi & bersepatu hitam)



Malang, 11 Februari 2008

Ditua Jurusan Teknik Elektro S-1

Ir. E. Yudi Kumpantono, MT

Nip. Y. 1039500274

# SEMINAR SKRIPSI JURUSAN TEKNIK ELEKTRO/TEKNIK ENERGI LISTRIK S-1

Hari/Tanggal : Rabu, 12 Maret 2008

NO	WAKTU	NAMA & NIM	JUDUL	PENGAMAT & MODERATOR	RUANG
1.	09.00 – 09.45	Fathul Arifin 0112096	Analisa Startingmotor Pada Pabrik Gula Kreet Baru II Bululawang Menggunakan Simulasi Software Etap Power Station	Ir. M. Abdul Hamid, MT Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT 1. Ir. Widodo Pudji M. MT 2. Bambang Prio Hartono, ST, MT	AMPI. 2 LANTAI III
2.		Abdul Jalal 0112018	Penggunaan Fuzzy Logic Contoller Pada Motor Induksi Untuk Mempercepat Kembalinya Putaran Pada Kecepatan Normal Akibat Adanya Perubahan Beban	Ir. M. Abdul Hamid, MT 1. Ir. Widodo Pudji M. MT 2. Bambang Prio Hartono, ST, MT	
3.	09.45 – 10.30	Sigit Heriyanto 0212077	Estimasi Kecepatan Motor Induksi Tanpa Sensor Arus Dan Kecepatan Yang Beroperasi Pada Frekuensi Rendah Dengan Menggunakan Matlab Simulink Di Laboratorium Konversi Energi Elektri ITN Malang	Ir. M. Abdul Hamid, MT Ir. Eko Nurcahyo 1. Bambang Prio Hartono, ST, MT 2. Ir. Widodo Pudji M. MT	
4.	10.30 – 11.15	Imron Rosidi 0112136	Analisa Penempatan Kapasitor Untuk Kompensasi Daya Reaktif Dengan Menggunakan Software Etap Powerstation Di PG Kreet Baru	Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT Ir. Eko Nurcahyo 1. Ir. Widodo Pudji M. MT 2. Bambang Prio Hartono, ST, MT	
5.	11.15 – 12.00	Muh. Dwi Candra P 0112003	Optimasi Daya Reaktif Menggunakan Metode Defferential Evolution Pada Saluran Transmisi 150 Kv Paiton Bali	Ir. Eko Nurcahyo Irrine Budi S, ST, MT 1. Ir. H. Choirul Saleh, MT 2. Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT	
6.	12.00 – 12.45	Samsi Umar R L 0012067	Perkiraan Beban Jangka Pendek Menggunakan Metode Hybrd Correction PT PLN (Persero) Wilayah NTT Cabang Kupang	Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT 1. Ir. Eko Nurcahyo 2. Ir. H. Choirul Saleh, MT	
7.	12.45 – 13.30	Irfan Nainggolan 0112146	Penggunaan Metode Monte Carlo Hybrtd Fuzzy Logic (MCHFL) Pada Peramalan Beban Jangka Pendek Di PT PLN (Persero) Wilayah NTT Cabang Kupang	Ir. Eko Nurcahyo Ir. Djojo Priatmono, MT 1. Ir. H. Choirul Saleh, MT 2. Ir. Yusuf Ismail Nakhoda, MT	

## Catatan :

Peserta seminar wajib membawa kartu seminar

Semua mahasiswa tingkat akhir wajib hadir, ada absensi

Pakaian rapi baju putih bawahan hitam, berdasi dan bersepatu hitam



# A Differential Evolution Approach to Optimal Reactive Power Planning

A. A. Cuello-Reyna, and J. R. Cedeño-Maldonado, *Member IEEE*

**Abstract**—This paper proposes an application of the Differential Evolution optimization algorithm to reactive power planning. The problem could be formulated mathematically as a nonlinear, smooth, mixed-integer, multiobjective optimization problem. One of the objectives deals with the minimization of the real power losses that result in a reduction of the operational costs improving the voltage profile across the system. The other objective minimizes the allocation of additional reactive power sources throughout the system. The proposed approach has been used in a modified version of the IEEE 30-bus test system with satisfactory results. These results were compared with those obtained by another evolutionary computation technique (Evolutionary Programming).

**Index Terms**—Differential evolution, evolutionary algorithms, multiobjective optimization and optimal reactive power planning.

## I. NOMENCLATURE

- $n$  : number of load level durations
- $\mathcal{B}$  : the set of branch numbers
- $\mathcal{A}_i$  : set of buses adjacent to bus  $i$ , including bus  $i$
- $n_{PQ}$  : number of PQ-buses, which are buses with constant  $P$  and  $Q$  injections
- $n_g$  : number of generator buses
- $n_t$  : number of tap-setting transformer branches
- $N$  : number of buses of the system
- $N_{ex}$  : number of buses of the system, excluding the slack bus
- $C_e$  : per unit energy cost (\$/MWh) with  $S_b = 100$  MVA
- $h$  : duration of load level (h)
- $G_{ij}, B_{ij}$  : conductance of branch  $ij$  (p.u.)
- $V_i$  : Voltage magnitude at bus  $i$  (p.u.)
- $\delta_{ij}$  : Voltage angle difference between bus  $i$  and bus  $j$  (rad)
- $C_{fi}$  : fixed reactive power source installation cost at bus  $i$  (\$)
- $C_{pi}$  : per unit reactive power source purchase cost at bus  $i$  (\$/MVAR)
- $Q_{fi}$  : reactive power source installation at bus  $i$  (p.u.)
- $P_i, Q_i$  : real and reactive power injected to the network at the bus  $i$  (p.u.)
- $G_{ij}, B_{ij}$  : transference conductance and susceptance, respectively, between buses  $i$  and  $j$  (p.u.)

- $G_{ii}, B_{ii}$  : self conductance and susceptance, respectively, of bus  $i$  (p.u.)
- $T_k$  : transformer tap setting of branch  $k$  (p.u.)
- $P_{loss}$  : system real power losses
- $Q_{loss}$  : system reactive power losses

## II. INTRODUCTION

DURING the last decade there has been a growing concern in the electric utility industry about reactive power issues at the operation planning and capacity expansion levels. Among other reasons, this interest is derived from the fact that in many power systems there is a trend towards operating them closer to their operational limits. Therefore, issues such as voltage control, voltage instability, reactive power security dispatch and reactive power planning have attracted much attention [1].

The objective of reactive power planning is the determination of the new reactive power sources (in terms of type, size and location in the network) that will result in an adequate voltage control capability by achieving a correct balance between security and economic concerns. Reactive power planning typically has a time horizon of one to three years, and it is performed in coordination with transmission capacity studies, that have a longer time horizon and a higher priority.

In reactive power planning it is sought to find the right tradeoff between the investment cost of the new VAR sources and the benefits in system operation derived from the presence of these additional sources of reactive compensation.

The reactive power planning (RPP) problem could be formulated mathematically as a nonlinear, non-smooth, mixed-integer, multi-objective optimization problem. One of the objectives deals with the minimization of the real power losses that result in a reduction of the operational costs and improving the voltage profile across the system. The other objective minimizes the allocation of additional reactive power sources throughout the system.

Various traditional optimization techniques, based in successive approximations of the objective function to linear or quadratic functions, have been used to solve this complex problem [1]–[7]. However, in most cases, these approximations lead the problem to local minimum solutions.

More recently, new methods, based on artificial intelligence techniques have been applied to the reactive power planning optimization problem in order to avoid stagnation in local minima and uncertainties. Genetic Algorithms, Evolution

A. Cuello-Reyna is with the University of Puerto Rico at Mayagüez, Mayagüez, PR 00680 (e-mail: alfredo.cuello@ece.uprm.edu).

J. R. Cedeño-Maldonado is with the University of Puerto Rico at Mayagüez, Mayagüez, PR 00680 (e-mail: jcedeno@ece.uprm.edu).

strategies, Evolutionary Programming, Simulated Annealing and Neural Networks are some of these new optimization methods that have been applied to solve the reactive power planning problem [8]-[17].

In this work, we use the Differential Evolution algorithm to properly estimate the amount of reactive power sources that have to be installed over the system. Because of the stochastic nature of the Differential Evolution algorithm, it could explore the solution space more effectively, providing better solutions than the traditional optimization techniques.

### III. REACTIVE POWER PLANNING PROBLEM FORMULATION

Reactive planning is one of the most complex problems in electric power systems. It requires adjustments in voltage controllers such as reactor and capacitor banks, static VAR compensators, excitation of synchronous generators and synchronous compensators, etc. The adjustments result in a specified voltage profile to attend to security constraints and power quality requirements. When the reactive reserves present in the existing power system are unable to attend to the posed constraints, optimal reactive source expansion (minimum costs) can be considered, taking into account the physical characteristics and the operating conditions of the system [14].

The reactive power planning problem is to determine the minimal investment of reactive power sources over a planning horizon. The cost function to be minimized is the sum of the operation costs and the investment costs [8]-[12]. In our approach, the operation costs refer to the annual cost of energy losses. The investment cost is the cost to install new shunt reactive power compensation devices through the system.

The mathematical formulation of the reactive power planning problems is:

$$\text{Min } f_c = W_c + I_c \quad (1)$$

The first term represents the total cost of energy loss as follows:

$$\begin{aligned} W_c &= h \sum_{i \in N_l} d_i P_{loss}^i \\ &= h \sum_{i \in N_l} d_i \left[ \sum_{j \in N_t} g_{ij} (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}) \right] \end{aligned} \quad (2)$$

The second term represents the cost of reactive power source installation which also has two components:

$$I_c = \sum_{i \in N_c} (e_i + C_{ci} |Q_{ci}|) \quad (3)$$

The problem is subjected to several equality and inequality constraints. The power flow equations are used as equality constraints, as shown:

$$\begin{aligned} P_i - V_i \sum_{j \in N_l} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) &= 0 \quad i \in N_{B-1} \\ Q_i - V_i \sum_{j \in N_l} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) &= 0 \quad i \in N_{PQ} \end{aligned} \quad (4)$$

Reactive power source installation restrictions, real and reactive power generation restrictions, transformer tap setting restrictions, as well as bus voltages restrictions are used as equality constraints for the problem:

$$\begin{aligned} Q_{ci}^{\min} &\leq Q_{ci} \leq Q_{ci}^{\max} & i \in N_l \\ P_{gi}^{\min} &\leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} & i \in N_G \\ Q_{gi}^{\min} &\leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{\max} & i \in N_G \\ T_k^{\min} &\leq T_k \leq T_k^{\max} & i \in N_T \\ V_i^{\min} &\leq V_i \leq V_i^{\max} & i \in N_B \end{aligned} \quad (5)$$

The control variables for the problem are: the voltage magnitudes at PV buses, the transformers tap settings  $T_k$  and the adjustment of the reactive power sources proposed  $Q_{ci}$ .

A major concern in the reactive power planning problem is the nature of the variables being optimized. In practical systems, almost all transformers must have taps changing on primary windings (usually high-voltage windings) to adjust the ratio of transformation for improving the voltage profile on secondary windings (low-voltage windings). Some of these tap changing transformers could perform these adjustment under load conditions for maintaining quasi-constant voltage on secondary windings. In addition, some shunt capacitors could adjust their capacity by adding/removing capacitors within a certain region of operation. These capacitor banks, have fixed increments/decrements between consecutive stages that depends on the combination of capacitors in service.

Therefore, the shunt capacitors as well as the transformer tap settings could be modeled as discrete variables, which imply that the optimization process requires special mixed-integer programming techniques.

### IV. DIFFERENTIAL EVOLUTION (DE)

Differential Evolution is an optimization algorithm that solves real-valued problems based on the principles of natural evolution [18]-[20]. DE uses a population  $P$  of size  $N_p$ , composed of floating point encoded individuals that evolve over  $G$  generations to reach an optimal solution. Each individual  $X_i$  is a vector that contains as many parameters as the problem decision variables  $D$ . The population size  $N_p$  is an algorithm control parameter selected by the user and this remains constant throughout the optimization process.

$$P^{(G)} = [X_1^{(G)}, \dots, X_{N_p}^{(G)}] \quad (6)$$

$$X_i^{(G)} = [X_{i,1}^{(G)}, \dots, X_{i,D}^{(G)}]^T, \quad i = 1, \dots, N_p \quad (7)$$

The optimization process in Differential Evolution is carried out with three basic operations: Mutation, Crossover and Selection. This process starts by creating an initial population of  $N_p$  vectors, with random values assigned to each decision parameter in every vector as defined by (3).

$$X_{j,i}^{(0)} = X_j^{\min} + \eta_j (X_j^{\max} - X_j^{\min}) \quad (8)$$

where  $i = 1, \dots, N_p$  and  $j = 1, \dots, D$ ;  $X_j^{\min}$  and  $X_j^{\max}$  are the lower and upper bounds of the  $j^{th}$  decision parameter and  $\eta_j$  is an uniformly distributed random number within  $[0, 1]$  generated anew for each value of  $j$ .  $X_{j,i}^{(0)}$  is the  $j^{th}$  parameter of the  $i^{th}$

dividual of the initial population.

The mutation operator creates mutant vectors ( $X'_i$ ) by perturbing a randomly selected vector ( $X_a$ ) with the difference of two other randomly selected vectors ( $X_b$  and  $X_c$ ).

$$X'_i{}^{(G)} = X_a^{(G)} + F(X_b^{(G)} - X_c^{(G)}), \quad i = 1, \dots, N_p \quad (9)$$

where  $X_a$ ,  $X_b$  and  $X_c$  are randomly chosen vectors  $\in \{X_1, \dots, X_{N_p}\}$  and  $a \neq b \neq c \neq i$ .  $X_a$ ,  $X_b$  and  $X_c$  are selected anew for each parent vector. The scaling constant ( $F$ ) is an algorithm control parameter used to control the perturbation in the mutation operator and improve algorithm convergence.

The crossover operation generates trial vectors ( $X''_i$ ) by mixing the parameters of the mutant vectors with the target vectors ( $X_i$ ), according to a selected probability distribution.

$$X''_{j,i}{}^{(G)} = \begin{cases} X'_{j,i}{}^{(G)}, & \text{if } \eta'_j \leq C_R \text{ or } j = q \\ X_{j,i}{}^{(G)}, & \text{otherwise} \end{cases} \quad (10)$$

where  $i = 1, \dots, N_p$  and  $j = 1, \dots, D$ ;  $q$  is a randomly chosen index  $\in \{1, \dots, N_p\}$  that guarantees that the trial vector gets at least one parameter from the mutant vector;  $\eta'_j$  is a uniformly distributed random number within  $[0, 1)$  generated anew for each value of  $j$ . Crossover constant  $C_R$  is an algorithm control parameter that controls the diversity of the population and aids the algorithm to escape from local optima.  $X_{j,i}^{(G)}$ ,  $X'_{j,i}{}^{(G)}$  and  $X''_{j,i}{}^{(G)}$  are the  $j^{\text{th}}$  parameter of the  $i^{\text{th}}$  target vector, mutant vector, and trial vector at generation  $G$ , respectively.

Finally, the selection operator forms the population by choosing between the trial vectors and their predecessors (target vectors) those individuals that present a better fitness or more optimal according to (11).

$$X_i^{(G+1)} = \begin{cases} X''_i{}^{(G)} & \text{if } f(X''_i{}^{(G)}) \leq f(X_i^{(G)}) \\ X_i^{(G)} & \text{otherwise} \end{cases}, \quad i = 1, \dots, N_p \quad (11)$$

The optimization process is repeated for several generations allowing individuals to improve their fitness as they explore the solution space in the search for optimal values.

#### Control Parameter Selection

The most common method used to select control parameters is parameter tuning. Parameter tuning adjusts the control parameters through experimentation until the best results are determined. Good initial value ranges for strategy rand/1/bin are  $F = [0.5, 0.6]$ ,  $C_R = [0.70, 0.90]$ ,  $N_p = [3D, 10D]$ , where  $D$  is the dimension or number of control variables of the problem being solved [21].

In general, to avoid premature convergence of the DE algorithm, it is crucial that  $F$  be of sufficient magnitude to interact this selection pressure. On the other hand, the scaling factor  $F$  should not be chosen too large, since the number of function evaluations increases as  $F$  increases.

The crossover constant ( $C_R$ ) controls the diversity of the

population. Relatively high values of  $C_R$  result in higher diversity and improved convergence speed. However, beyond a certain threshold value, the convergence rate may decrease or the population may converge prematurely. On the other hand, small values of  $C_R$  increase the possibility that the algorithm stagnates in local minima.

The population size plays an important role in the algorithm convergence rate. Small population may cause a poor searching performance and stagnations in local minima. Large populations increase the possibility for finding optimal solutions at the expense of a large number of function evaluations.

#### B. Discrete Variable Handling

Although the canonical form of differential evolution solves optimization problems over continuous spaces, minor adjustments to the code allow DE to solve mixed integer optimization problems [22]. This is achieved with the use of an operator that rounds the variable to the nearest integer value, when the value lies between two integer values. This operator (12) is included after the initialization (8) and mutation process (9).

$$X_{1,\dots,D} = [Y_{1,\dots,k}, \text{round}(Z_{k+1,\dots,D})]^T \quad (12)$$

where  $X$  is the  $D$  dimensional parameter vector,  $Y$  the  $k$  dimensional vector of continuous parameters and  $Z$  the vector of  $(D-k)$  discrete parameters.

Discrete variables with fixed step sizes  $\Delta$  between consecutive values can easily be converted from integer values to discrete values with (13).

$$Z_i = n \times \Delta + Z_i^{\min}, \quad i = 1, \dots, (D-k) \quad (13)$$

where  $n$  is an integer in the range  $[0, n^{\max}]$ .

#### C. Constraint Handling

Since most evolutionary algorithms were originally conceived to solve unconstrained problems, several techniques have been developed that enable constraints. Michalewicz et al. [23] present a complete review of constrained optimization in evolutionary algorithms.

One strategy used is to generate and keep control variables in the feasible region [24]. This can be achieved by generating a new value within the feasible range whenever the variable violates the boundary limits (14).

$$X_{j,i}^{(G)} = X_j^{\min} + \eta_j (X_j^{\max} - X_j^{\min}) \quad (14)$$

Penalty functions modify the objective function providing information of the feasible/infeasible region and penalizing the fitness whenever the solution contains parameters that do not satisfy the constraints. Penalty functions can be implemented with static, dynamic, annealing or adaptive techniques [23]-[25].



## V. CASE STUDIES AND RESULTS

The proposed approach has been tested in the modified IEEE 30-bus test system with satisfactory results. The system consists of 6 generator buses, 21 load buses and 41 branches, which branches 6-9, 9-10, 4-12 and 27-28 are under-load changing transformers. The system data used in the analysis is obtained from [26].

In the case studies, buses 6, 17, 18 and 27 were selected for VAR compensation.

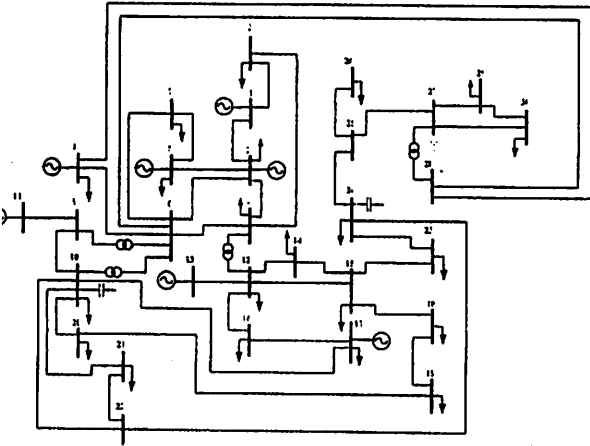


Fig. 1. IEEE 30-bus Test System

In this approach, the generator output voltages, the transformer tap settings and the capacity of the shunt capacitor banks are adjusted simultaneously to optimize the reactive power allocation. To test the capability of the algorithm for solving mixed discrete optimization problems, the transformers taps and shunt capacitor banks were modeled as discrete variables. The transformers taps steps were set to 0.25 with 4 steps over and 4 steps under 1.0 pu. Capacitor banks were chosen to be of 0.3 MVAR from 0 to 30 MVAR. The powerflow algorithm used was the Full Newton-Raphson in Matpower 3.0 [27]. The limits of the control variables given in Table I.

TABLE I  
VARIABLE LIMITS (P.U.)

Bus	1	2	5	8	11	13
$V_i^{max}$	0.596	0.48	0.6	0.53	0.15	0.155
$V_i^{min}$	-0.298	-0.24	-0.3	-0.265	-0.075	-0.078
$T^{max}$						
$T^{min}$						
$Q_c^{max}$						
$Q_c^{min}$						
OS	0.95	1.1	0.9	0.3	0	

Four cases were analyzed using the proposed approach. The first case is of light loads, whose loads and initial real power generations, except for the generation at slack bus, are the same as those in [26]. In the second case, the loads and initial power generations are 150% higher than the original case. The third case is of heavy loads, whose loads and initial real power generations are twice as those of Case 1. The fourth case has two level load periods, one light load period having

the same loads as those in the original case, and one heavy load period having the same loads as those in Case 3.

The initial generator bus voltages and transformer taps were set to 1.0 p.u. The total load, initial generation and power losses for the case studies are given in Table II. The limit-violating quantities for these cases are given in Table III. In Case 2 and 3, because of heavy loads, almost all reactive power generations and bus voltages violate their limits.

TABLE II  
INITIAL GENERATION AND POWER LOSSES (P.U.)

	$P_{load}$	$Q_{load}$	$P_G$	$Q_G$	$P_{loss}$	$Q_{loss}$
Case 1	2.834	1.262	2.894	1.1381	0.06	0.2597
Case 2	4.251	1.893	4.3954	2.1593	0.1444	0.6329
Case 3	5.668	2.524	5.9466	3.4119	0.2786	1.2354

Differential Evolution solves this highly nonlinear, mixed-integer, multi-objective optimization problem. For each approach 50 independent runs were made using the best suited control parameters. These control parameters (scaling factor, crossover constant and population size) were determined via parameter tuning. All runs were limited to a maximum of 2000 iterations.

The optimal results are given in Table A.1. All state variables are regulated back into their limits. In Case 4, two sets of control variables are obtained; one for each load level period. The DE algorithm subroutine has to run twice for finding two different set of control parameters, incrementing the computational time spent in the case.

TABLE III  
LIMIT - VIOLATING VARIABLES (P.U.)

Case 1						
Bus	24	26	29	30	Bus	8
$V_i$	0.94997	0.93155	0.93889	0.92658	$Q_{G_i}$	61.47
Case 2						
Bus	10	14	15	16	17	18
$V_i$	0.94551	0.93725	0.92905	0.94206	0.93613	0.91457
Bus	19	20	21	22	23	24
$V_i$	0.91101	0.91827	0.92438	0.92517	0.91256	0.90408
Bus	25	26	27	29	30	
$V_i$	0.90766	0.87741	0.92481	0.89028	0.87037	
Bus	1	5	8	11	13	
$Q_{G_i}$	-31.963	68.813	104.63	16.777	27.875	
Case 3						
Bus	10	12	14	15	16	17
$V_i$	0.90803	0.9396	0.90364	0.89153	0.9083	0.89651
Bus	18	19	20	21	22	23
$V_i$	0.86806	0.86177	0.87135	0.87802	0.87905	0.86436
Bus	24	25	26	27	29	30
$V_i$	0.84836	0.85357	0.80979	0.87849	0.82729	0.7978
Bus	1	2	5	8	11	13
$Q_{G_i}$	-37.621	54.174	97.655	154.27	28.378	44.333

TABLE IV  
CONTROL PARAMETERS OF THE DE ALGORITHM

$C_R$	$N_P$	Max. Iter.	Penalty Parameters		
			$\mu_1$	$\mu_2$	$\mu_3$
0.9	40	2000	1.00E+05	1.00E+06	1.00E+06

Due to the installation costs is only accounted in the heavy load period, the reactive power sources used in the light load period do not induce any costs. Therefore, in the light load period, there are some reactive power generations from active power sources that are previously installed for the heavy load periods. As a direct consequence of that, the real power loss in this period is lower than the corresponding value in Case 1.

The results obtained by means the Differential Evolution approach were compared with those obtained by means other evolutionary computation technique, Evolutionary Programming [9].

TABLE V  
COMPARISON OF RESULTS

Variables	Case 1		Case 3	
	EP [9]	DE	EP [9]	DE
$V_1$	1.05	1.05	1.05	1.05
$V_2$	1.044	1.044	1.022	1.022
$V_3$	1.023	1.023	0.973	0.972
$V_8$	1.025	1.025	0.959	0.962
$V_{11}$	1.05	1.05	1.05	1.045
$V_{13}$	1.05	1.05	1.05	1.05
$T_{6-9}$	1.05	1.05	0.95	0.975
$T_{6-10}$	0.9	0.9	0.9	0.9
$T_{4-12}$	0.975	0.975	0.9	0.925
$T_{28-37}$	0.95	0.95	0.9	0.95
$Q_{c1}$	0	0	0.198	0.069
$Q_{c11}$	0	0	0.229	0.297
$Q_{c13}$	0	0	0.133	0.15
$Q_{c17}$	0	0	0.196	0.297
$P_G$	2.886	2.886	5.901	5.9
$Q_G$	0.926	1.097	2.204	2.25
$P_{loss}$	0.052	0.052	0.233	0.232
$Q_{loss}$	-0.336	0.258	0.436	0.989
Objective function	2.7148E+06	2.7148E+06	1.4507E+07	1.4657E+07

As shown in Table V, similar results were obtained by both approaches for the Case 1. DE adjusted the voltages magnitudes of all PV buses and transformers tap settings such that the total losses decreased from 6.0 MW to 5.171 MW achieving a reduction of 0.829 MW, which traduces in an annual energy costs savings of \$435,722.4.

In Case 2, because of the adjustment of the voltage magnitudes in the PV buses and the transformers, the total power losses are reduced in 1.58 MW, from 14.44 MW to

12.86 MW, which corresponds to an annual energy cost savings of \$830,448.0.

In Case 3, the Differential Evolution approach adjusted the voltages magnitudes of all PV buses, transformers taps settings and adjustable shunt capacitor banks such that the total losses decrease from 27.86 MW to 23.24 MW, achieving a reduction of 4.64 MW, which corresponds to an annual energy costs savings of \$2,438,784.0. Due to the solution obtained by [9] become unfeasible (the solution may produce violations on the bus voltage magnitude at bus 7 and on the reactive power generated by the machines connected to buses 2, 5 and 8), no proper comparison could be made for this case.

In Case 4B, the reduction in system losses obtained was similar to the obtained in Case 3. However, in Case 4A, due to the allocation of the reactive power sources accomplished in Case 4B, the real power losses in this period are lower than the corresponding value in Case 1. The annual energy costs savings achieved in this case was of \$1,461,168.0.

Table VI provides the statistical results for the case studies based on 50 independent runs of the DE algorithm. In this table BSF and WSF refer to best solution and worst solution found, respectively. Is interesting to note that, in the cases that involve light load periods, the variability of the results obtained by DE are minimal. However, in cases that involve heavy load periods, such as Case 3 and Case 4B, the results vary slightly from one run to another, reducing the successful rate of the algorithm for obtaining the best solution found.

TABLE VI  
STATISTICAL RESULTS BASED ON 50 INDEPENDENT RUNS

	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4A	Case 4B
Average	2.71E+06	6.76E+06	1.47E+07	1.33E+06	8.57E+06
Median	2.71E+06	6.76E+06	1.47E+07	1.33E+06	8.57E+06
Mode	2.71E+06	6.76E+06	1.47E+07	1.33E+06	8.57E+06
Standard Deviation	6.46E-09	1.02E-06	1.24E+04	3.16E-09	1.25E+04
SR	100%	100%	66%	100%	73%
BSF	2.71E+06	6.76E+06	1.47E+07	1.33E+06	8.55E+06
WSF	2.71E+06	6.76E+06	1.47E+07	1.33E+06	8.60E+06

Figure 2 shows the convergence rate of the algorithm for the best values founded in all case studies. Note that the objective function is improved rapidly in a few iterations. Further improvements in the objective function, requires a large number of iteration, which implies a considerable drop in the rate of convergence of the DE algorithm.

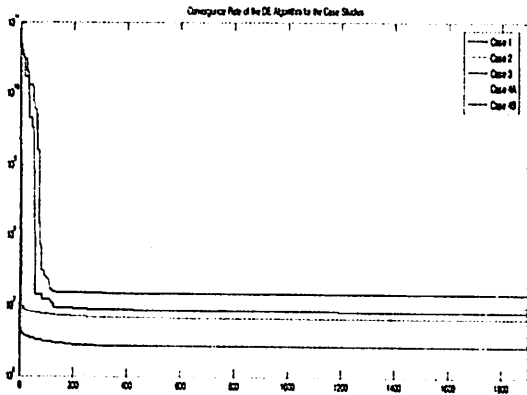


Fig. 2. Convergence Rate of the DE Algorithm for the Case Studies

## VI. CONCLUSIONS

In this work we used the Differential Evolution algorithm to solve the reactive power planning problem (RPP), which intends to properly allocate reactive power sources in order to maintain a secure voltage profile across the system, while other operational constraints are satisfied simultaneously.

The allocation of the reactive power (sizing process) is inherently a mixed discrete optimization problem when transformer taps and capacitor banks are modeled as discrete variables. DE was capable of solving the RPP problem successfully for the case studies, providing a considerable reduction in the system losses and an improvement on the voltage profile over the system. The results obtained proved that the DE algorithm is appropriate for solving highly nonlinear mixed-integer optimization problems.

## VII. APPENDIX

TABLE A.1  
OPTIMAL RESULTS FOR THE CASE STUDIES

Generator Bus Voltages, p.u.						
Bus	1	2	5	8	11	13
Case 1	1.05	1.04384	1.02293	1.02496	1.05	1.05
Case 2	1.05	1.03518	1.01015	0.98257	1.04895	1.05
Case 3	1.05	1.02182	0.97230	0.96159	1.04548	1.05
Case 4A	1.05	1.04449	1.02439	1.02617	1.05	1.05
Case 4B	1.05	1.02181	0.97228	0.96154	1.04543	1.05
Transformers tap-settings, p.u.						
Branch	(6,9)	(6,10)	(4,12)	(28,27)		
Case 1	1.050	0.900	0.975	0.950		
Case 2	0.975	0.900	0.925	0.900		
Case 3	0.975	0.900	0.925	0.950		
Case 4A	1.075	0.900	0.975	0.975		
Case 4B	0.975	0.900	0.925	0.950		
Reactive power source installations, p.u.						
Bus	6	17	18	27		
Case 1	0.000	0.000	0.000	0.000		
Case 2	0.000	0.000	0.000	0.000		
Case 3	0.069	0.297	0.150	0.297		
Case 4A	0.060	0.075	0.060	0.060		
Case 4B	0.072	0.300	0.147	0.294		
Power generation and losses, p.u.						
	$P_G$	$Q_G$	$P_{loss}$	$Q_{loss}$		
Case 1	2.8857	1.0972	0.0517	0.2583		
Case 2	4.3796	2.0521	0.1286	0.5645		
Case 3	5.9004	2.2500	0.2324	0.9889		
Case 4A	2.8848	0.8231	0.0508	0.2636		
Case 4B	5.9004	2.2513	0.2324	0.9889		
Optimization results						
Case 1	Case 2	Case 3	Case 4A	Case 4B		
2,714,769.16	6,758,334.56	14,656,565.57	1,333,991.06	8,550,327.47		

## VIII. REFERENCES

- T. Gómez, I. J. Pérez-Arriaga, J. Lumbleras, and V. M. Parra, "A Security-Constrained Decomposition Approach to Optimal Reactive Power Planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 3, pp. 1069-1076, August 1991.
- A. Venkataramana, J. Carr, and R. S. Ramshaw, "Optimal reactive power allocation," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PWRS-2, no. 1, pp. 138-144, February 1987.
- K. Iba, H. Suzuki, K. I. Suzuki, and K. Suzuki, "Practical reactive power allocation/operation planning using successive linear programming," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 2, pp. 558-566, May 1988.
- K. Aoki, M. Fan, and A. Nishikori, "Optimal VAR planning by approximation method for recursive mixed-integer linear programming," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 4, pp. 1741-1747, November 1988.
- G. Opoku, "Optimal Power Systems VAR Planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 1, pp. 53-60, February 1990.
- J. A. Momoh and J. Zhu, "A New Approach to VAR Pricing and Control in the Competitive Environment," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 1, pp. 541-548, February 1998.
- D. Chattopadhyay, K. Bhattacharya, and J. Parikh, "Optimal Reactive Power Planning and Its Spot Pricing: An Integrated Approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 4, pp. 2014-2020, November 1995.
- J. T. Ma and L. L. Lai, "Evolutionary Programming Approach to Reactive Power Planning," *IEEE Proceeding on Generation, Transmission and Distribution*, vol. 143, no. 4, pp. 365-370, July 1996.
- L. L. Lai and J. T. Ma, "Application of Evolutionary Programming to Reactive Power Planning - Comparison with Nonlinear Programming Approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 1, pp. 198-206, February 1997.
- L. L. Lai and J. T. Ma, "Practical Application of Evolutionary Computing to Reactive Power Planning," *IEEE Proceeding on Generation, Transmission and Distribution*, vol. 145, no. 6, pp. 753-758, November 1998.
- K. Y. Lee and Y. M. Park, "Optimization Method for Reactive Power Planning by Using a Modified Simple Genetic Algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 4, pp. 1843-1850, November 1995.
- K. Y. Lee and F. Yang, "Optimal Reactive Power Planning Using Evolutionary Algorithms: A Comparative Study for Evolutionary Programming, Evolution Strategies, Genetic Algorithms and Linear Programming," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 1, pp. 101-108, February 1998.
- J. Z. Zhu, C. S. Chang, W. Yang, and G. Y. Xu, "Reactive Power Optimization Using an Analytic Hierarchical Process and Nonlinear Optimization Neural Network Approach," *IEEE Proceeding on Generation, Transmission and Distribution*, vol. 145, no. 1, pp. 89-97, 1998.
- J. R. Mantovani, S. A. Modesto, and A. V. García, "VAR Planning Using Genetic Algorithm and Linear Programming," *IEEE Proceeding on Generation, Transmission and Distribution*, vol. 148, no. 3, pp. 257-262, May 2001.
- K. Nara and H. Hu, "A Reactive Power Resource Planning Method by Tabu Search in Competitive Markets," *Proceedings of the 2000 International Conference on Power Systems Technology*, pp. 1089-1094, December 2000.
- Y. L. Chen and Y. L. Ke, "Multi-Objective VAR Planning for Large-Scale Power Systems Using Projection-Based Two-Layer Simulated Annealing Algorithms," *IEEE Proceeding on Generation, Transmission and Distribution*, vol. 151, no. 4, pp. 555-560, July 2004.
- [17] F. Li, J. D. Pilgrim, C. Dabedat, A. Chebbo, et al., "Genetic Algorithms for Optimal Reactive Power Compensation on the National Grid System," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 1, pp. 493-499, February 2005.
- [18] K. Price, "Differential Evolution: A Fast and Simple Numerical Optimizer," *Biennial Conference of the North American Fuzzy Information Processing Society. NAFIPS*, 19-22 Jun 1996, pp. 524-527.
- [19] R. Storm, "On the Usage of Differential Evolution for Function Optimization," *Biennial Conference of the North American Fuzzy Information Processing Society. NAFIPS*, 19-22 Jun 1996, pp. 519-523.
- [20] R. Storm, K. Price, "Differential Evolution - A simple and efficient adaptive scheme for global optimization over continuous spaces," [Online]. *Journal of Global Optimization*, vol. 11, Dordrecht, pp. 341-359, 1997.
- [21] R. Gamperle, S. Müller, P. Koumoussakos, "A Parameter Study for Differential Evolution," *Advances in Intelligent Systems, Fuzzy Systems, Evolutionary Computation*, WSEAS Press, pp. 293-298, 2002. Document available at: <http://www.icos.ethz.ch/research/wseas02.pdf>
- [22] Y. Lin, F. Wang, K. Hwang, "A hybrid method of evolutionary algorithms for mixed-integer nonlinear optimization problems" *Proceeding 1999 Congress on Evolutionary Computation*, Vol. 3, pp. 2159-2166, July 1999.
- [23] Z. Michalewicz, M. Schoenauer, "Evolutionary Algorithms for Constrained Optimization Problems," *Evolutionary Computation*, Vol. 4, No. 1, pp. 1-32, 1996.
- [24] J. Lampinen, "A constraint Handling Approach for the Differential Evolution Algorithm," *Evolutionary Computation*, 2002, CEC '02. Proceedings of the 2002 Congress on , Volume: 2, 2002.
- [25] J. Kim, H. Myung, "Evolutionary Programming Techniques for Constrained Optimization Problems," *IEEE Trans. on Evolutionary Computation*, Vol. 1, No. 2, pp. 129-140, July 1997.
- [26] K. Lee, Y. Park, J. Ortiz, "A Unified Approach to Optimal Real and Reactive Power Dispatch," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, No. 5, pp. 1147-1153, May 1985.
- [27] R. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, D. Gan, *Matpower 3.0*, Power Engineering Research Center (PSERC), Feb. 2005. Document available at: <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>

## IX. BIOGRAPHIES

A. A. Cuello-Reyna received his B.S. degree in Electromechanical Engineering from the Pontificia Universidad Católica Madre y Maestra of Santiago, Dominican Republic in 2000. He recently got his M.S. degree in Electrical Engineering from the University of Puerto Rico at Mayagüez. Mr. Cuello has accumulated over 5 years of employment experience in the design, construction and maintenance of electric power distribution networks for residential, commercial and industrial customers. His research interests include power system operation and control, electricity markets, and evolutionary computation techniques.

J. R. Cedeño-Maldonado received the B.S.E.E. degree from the University of Puerto Rico at Mayagüez in 1991. He also received the M.S. and Ph.D. degrees in Electrical Engineering from the Ohio State University in 1996 and 2002, respectively. From 1991 to 1993 he worked at the Planning and Research Division of the Puerto Rico Electric Power Authority, and was also part-time instructor at the Polytechnic University of Puerto Rico. He is currently an Associate Professor of Electrical Engineering at the University of Puerto Rico-Mayagüez Campus. His research interests include power system operation and control, distribution systems, and evolutionary computation techniques. Dr. Cedeño is a registered Professional Engineer in Puerto Rico.

APPENDIX: IEEE 30-BUS SYSTEM DATA

TABLE A.I  
BUS DATA

Bus	Type	MW	MVAR	Vmax	Vmin
1	Slack	0	0	1.06	0.94
2	PV	43.4	25.4	1.06	0.94
3	PQ	4.8	2.4	1.06	0.94
4	PQ	15.2	3.2	1.06	0.94
5	PV	188.4	38	1.06	0.94
6	PQ	0	0	1.06	0.94
7	PQ	45.6	21.8	1.06	0.94
8	PV	60	60	1.06	0.94
9	PQ	0	0	1.06	0.94
10	PQ	11.6	4	1.06	0.94
11	PV	0	0	1.06	0.94
12	PQ	22.4	15	1.06	0.94
13	PV	0	0	1.06	0.94
14	PQ	12.4	3.2	1.06	0.94
15	PQ	16.4	5	1.06	0.94
16	PQ	7	3.6	1.06	0.94
17	PQ	18	11.6	1.06	0.94
18	PQ	6.4	1.8	1.06	0.94
19	PQ	19	6.8	1.06	0.94
20	PQ	4.4	1.4	1.06	0.94
21	PQ	35	22.4	1.06	0.94
22	PQ	0	0	1.06	0.94
23	PQ	6.4	3.2	1.06	0.94
24	PQ	17.4	13.4	1.06	0.94
25	PQ	0	0	1.06	0.94
26	PQ	7	4.6	1.06	0.94
27	PQ	0	0	1.06	0.94
28	PQ	0	0	1.06	0.94
29	PQ	4.8	1.8	1.06	0.94
30	PQ	21.2	3.8	1.06	0.94

TABLE A.II  
BRANCH DATA

From Bus	To Bus	R	X	B
1	2	0.0192	0.0575	0.0264
1	3	0.0452	0.1852	0.0204
2	4	0.0570	0.1737	0.0184
3	4	0.0132	0.0379	0.0042
2	5	0.0472	0.1983	0.0209
2	6	0.0581	0.1763	0.0187
4	6	0.0119	0.0414	0.0045
5	7	0.0460	0.1160	0.0102
6	7	0.0267	0.0820	0.0085
6	8	0.0120	0.0420	0.0045
6	9	0.0000	0.2080	0.0000
6	10	0.0000	0.5560	0.0000
9	11	0.0000	0.2080	0.0000

9	10	0.0000	0.1100	0.0000
4	12	0.0000	0.2560	0.0000
12	13	0.0000	0.1400	0.0000
12	14	0.1231	0.2559	0.0000
12	15	0.0662	0.1304	0.0000
12	16	0.0945	0.1987	0.0000
14	15	0.2210	0.1997	0.0000
16	17	0.0824	0.1932	0.0000
15	18	0.1070	0.2185	0.0000
18	19	0.0639	0.1292	0.0000
19	20	0.0340	0.0680	0.0000
10	20	0.0936	0.2090	0.0000
10	17	0.0324	0.0845	0.0000
10	21	0.0348	0.0749	0.0000
10	22	0.0727	0.1490	0.0000
21	22	0.0116	0.0236	0.0000
15	23	0.1000	0.2020	0.0000
22	24	0.1150	0.1790	0.0000
23	24	0.1320	0.2700	0.0000
24	25	0.1885	0.3292	0.0000
25	26	0.2544	0.3890	0.0000
25	27	0.1093	0.2087	0.0000
28	27	0.0000	0.3960	0.0000
27	29	0.2198	0.4153	0.0000
27	30	0.3202	0.6027	0.0000
29	30	0.2399	0.4533	0.0000
8	28	0.0636	0.2000	0.0214
6	28	0.0169	0.0599	0.0065

TABLE A.III  
TRANSFORMER TAP SETTING DATA

Transformer	From Bus	To Bus	Minimum Tap	Maximum Tap
$T_{6-9}$	6	9	0.9	1.1
$T_{6-10}$	6	10	0.9	1.1
$T_{4-12}$	4	12	0.9	1.1
$T_{28-27}$	28	27	0.9	1.1

TABLE A.IV  
INSTALLED SHUNT CAPACITOR BANKS

Transformer	At Bus	Size (MVAR)
$QC_{10}$	10	1.9
$QC_{24}$	24	4.3

TABLE A.V  
PROPOSED SHUNT CAPACITOR BANKS

Transformer	At Bus	Minimum Size (MVAR)	Maximum Size (MVAR)
$QC_{23}$	23	0	30
$QC_{26}$	26	0	30
$QC_{29}$	29	0	30
$QC_{30}$	30	0	30

# A Differential Evolution Approach to Optimal Reactive Power Planning

A. A. Cuello-Reyna, and J. R. Cedeño-Maldonado, *Member, IEEE*

**Abstract**—This paper proposes an application of the Differential Evolution optimization algorithm to reactive power planning. The problem could be formulated mathematically as a nonlinear, smooth, mixed-integer, multiobjective optimization problem. One of the objectives deals with the minimization of the real power losses that result in a reduction of the operational costs improving the voltage profile across the system. The other objective minimizes the allocation of additional reactive power sources throughout the system. The proposed approach has been used in a modified version of the IEEE 30-bus test system with satisfactory results. These results were compared with those obtained by another evolutionary computation technique (Evolutionary Programming).

**Index Terms**—Differential evolution, evolutionary algorithms, multiobjective optimization and optimal reactive power planning.

## I. NOMENCLATURE

- $n$  : number of load level durations
- $\mathcal{B}$  : the set of branch numbers
- $\mathcal{A}_i$  : set of buses adjacent to bus  $i$ , including bus  $i$
- $n_{PQ}$  : number of PQ-buses, which are buses with constant  $P$  and  $Q$  injections
- $n_g$  : number of generator buses
- $n_{t}$  : number of tap-setting transformer branches
- $N$  : number of buses of the system
- $N_{ex}$  : number of buses of the system, excluding the slack bus
- $C_e$  : per unit energy cost (\$/MWh) with  $S_b = 100$  MVA
- $h$  : duration of load level (h)
- $G_{ij}$  : conductance of branch  $ij$  (p.u.)
- $V_i$  : Voltage magnitude at bus  $i$  (p.u.)
- $\delta_{ij}$  : Voltage angle difference between bus  $i$  and bus  $j$  (rad)
- $C_{fi}$  : fixed reactive power source installation cost at bus  $i$  (\$)
- $C_{pi}$  : per unit reactive power source purchase cost at bus  $i$  (\$/MVAR)
- $Q_{fi}$  : reactive power source installation at bus  $i$  (p.u.)
- $P_i, Q_i$  : real and reactive power injected to the network at the bus  $i$  (p.u.)
- $G_{ij}, B_{ij}$  : transference conductance and susceptance, respectively, between buses  $i$  and  $j$  (p.u.)

- $G_{ii}, B_{ii}$  : self conductance and susceptance, respectively, of bus  $i$  (p.u.)
- $T_k$  : transformer tap setting of branch  $k$  (p.u.)
- $P_{loss}$  : system real power losses
- $Q_{loss}$  : system reactive power losses

## II. INTRODUCTION

DURING the last decade there has been a growing concern in the electric utility industry about reactive power issues at the operation planning and capacity expansion levels. Among other reasons, this interest is derived from the fact that in many power systems there is a trend towards operating them closer to their operational limits. Therefore, issues such as voltage control, voltage instability, reactive power security dispatch and reactive power planning have attracted much attention [1].

The objective of reactive power planning is the determination of the new reactive power sources (in terms of type, size and location in the network) that will result in an adequate voltage control capability by achieving a correct balance between security and economic concerns. Reactive power planning typically has a time horizon of one to three years, and it is performed in coordination with transmission capacity studies, that have a longer time horizon and a higher priority.

In reactive power planning it is sought to find the right tradeoff between the investment cost of the new VAR sources and the benefits in system operation derived from the presence of these additional sources of reactive compensation.

The reactive power planning (RPP) problem could be formulated mathematically as a nonlinear, non-smooth, mixed-integer, multi-objective optimization problem. One of the objectives deals with the minimization of the real power losses that result in a reduction of the operational costs and improving the voltage profile across the system. The other objective minimizes the allocation of additional reactive power sources throughout the system.

Various traditional optimization techniques, based in successive approximations of the objective function to linear or quadratic functions, have been used to solve this complex problem [1]-[7]. However, in most cases, these approximations lead the problem to local minimum solutions.

More recently, new methods, based on artificial intelligence techniques have been applied to the reactive power planning optimization problem in order to avoid stagnation in local minima and uncertainties. Genetic Algorithms, Evolution

A. Cuello-Reyna is with the University of Puerto Rico at Mayagüez, Mayagüez, PR 00680 (e-mail: alfredo.cuello@ece.uprm.edu).

J. R. Cedeño-Maldonado is with the University of Puerto Rico at Mayagüez, Mayagüez, PR 00680 (e-mail: jcedeno@ece.uprm.edu).

ategies, Evolutionary Programming, Simulated Annealing and Neural Networks are some of these new optimization methods that have been applied to solve the reactive power planning problem [8]-[17].

In this work, we use the Differential Evolution algorithm to properly estimate the amount of reactive power sources that have to be installed over the system. Because of the stochastic nature of the Differential Evolution algorithm, it could explore the solution space more effectively, providing better solutions than the traditional optimization techniques.

## II. REACTIVE POWER PLANNING PROBLEM FORMULATION

Reactive planning is one of the most complex problems in electric power systems. It requires adjustments in voltage controllers such as reactor and capacitor banks, static VAR compensators, excitation of synchronous generators and synchronous compensators, etc. The adjustments result in a specified voltage profile to attend to security constraints and power quality requirements. When the reactive reserves present in the existing power system are unable to attend to the imposed constraints, optimal reactive source expansion (minimum costs) can be considered, taking into account the physical characteristics and the operating conditions of the system [14].

The reactive power planning problem is to determine the minimal investment of reactive power sources over a planning horizon. The cost function to be minimized is the sum of the operation costs and the investment costs [8]-[12]. In our approach, the operation costs refer to the annual cost of energy. The investment cost is the cost to install new shunt reactive power compensation devices through the system.

The mathematical formulation of the reactive power planning problems is:

$$\text{Min } f_c = W_c + I_c \quad (1)$$

The first term represents the total cost of energy loss as follows:

$$W_c = h \sum_{i \in N_l} d_i P_{loss}^i \quad (2)$$

$$= h \sum_{i \in N_l} d_i \left[ \sum_{j \in N_g} g_{ij} (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}) \right]$$

The second term represents the cost of reactive power source installation which also has two components:

$$I_c = \sum_{i \in N_c} (e_i + C_{ci} |Q_{ci}|) \quad (3)$$

The problem is subjected to several equality and inequality constraints. The power flow equations are used as equality constraints, as shown:

$$P_i - V_i \sum_{j \in N_l} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 \quad i \in N_{B-1} \quad (4)$$

$$Q_i - V_i \sum_{j \in N_l} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \quad i \in N_{PQ}$$

Reactive power source installation restrictions, real and reactive power generation restrictions, transformer tap setting restrictions, as well as bus voltages restrictions are used as inequality constraints for the problem:

$$\begin{aligned} Q_{ci}^{\min} &\leq Q_{ci} \leq Q_{ci}^{\max} & i \in N_c \\ P_{gi}^{\min} &\leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} & i \in N_g \\ Q_{gi}^{\min} &\leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{\max} & i \in N_g \\ T_k^{\min} &\leq T_k \leq T_k^{\max} & i \in N_T \\ V_i^{\min} &\leq V_i \leq V_i^{\max} & i \in N_B \end{aligned} \quad (5)$$

The control variables for the problem are: the voltage magnitudes at PV buses, the transformers tap settings  $T_k$  and the adjustment of the reactive power sources proposed  $Q_{ci}$ .

A major concern in the reactive power planning problem is the nature of the variables being optimized. In practical systems, almost all transformers must have taps changing on primary windings (usually high-voltage windings) to adjust the ratio of transformation for improving the voltage profile on secondary windings (low-voltage windings). Some of these tap changing transformers could perform these adjustment under load conditions for maintaining quasi-constant voltage on secondary windings. In addition, some shunt capacitors could adjust their capacity by adding/removing capacitors within a certain region of operation. These capacitor banks, have fixed increments/decrements between consecutive stages that depends on the combination of capacitors in service.

Therefore, the shunt capacitors as well as the transformer tap settings could be modeled as discrete variables, which imply that the optimization process requires special mixed-integer programming techniques.

## IV. DIFFERENTIAL EVOLUTION (DE)

Differential Evolution is an optimization algorithm that solves real-valued problems based on the principles of natural evolution [18]-[20]. DE uses a population  $P$  of size  $N_p$ , composed of floating point encoded individuals that evolve over  $G$  generations to reach an optimal solution. Each individual  $X_i$  is a vector that contains as many parameters as the problem decision variables  $D$ . The population size  $N_p$  is an algorithm control parameter selected by the user and this remains constant throughout the optimization process.

$$P^{(G)} = [X_1^{(G)}, \dots, X_{N_p}^{(G)}] \quad (6)$$

$$X_i^{(G)} = [X_{i,1}^{(G)}, \dots, X_{i,D}^{(G)}]^T, \quad i = 1, \dots, N_p \quad (7)$$

The optimization process in Differential Evolution is carried out with three basic operations: Mutation, Crossover and Selection. This process starts by creating an initial population of  $N_p$  vectors, with random values assigned to each decision parameter in every vector as defined by (8).

$$X_{j,i}^{(0)} = X_j^{\min} + \tau_{ij} (X_j^{\max} - X_j^{\min}) \quad (8)$$

where  $i = 1, \dots, N_p$  and  $j = 1, \dots, D$ ;  $X_j^{\min}$  and  $X_j^{\max}$  are the lower and upper bounds of the  $j^{\text{th}}$  decision parameter and  $\tau_{ij}$  is a uniformly distributed random number within  $[0, 1]$  generated anew for each value of  $j$ .  $X_{j,i}^{(0)}$  is the  $j^{\text{th}}$  parameter of the  $i^{\text{th}}$

individual of the initial population.

The mutation operator creates mutant vectors ( $X'_i$ ) by perturbing a randomly selected vector ( $X_a$ ) with the difference of two other randomly selected vectors ( $X_b$  and  $X_c$ ).

$$X'_i = X_a + F(X_b - X_c), \quad i = 1, \dots, N_p \quad (9)$$

where  $X_a$ ,  $X_b$  and  $X_c$  are randomly chosen vectors  $\in \{1, \dots, N_p\}$  and  $a \neq b \neq c \neq i$ .  $X_a$ ,  $X_b$  and  $X_c$  are selected anew for each parent vector. The scaling constant ( $F$ ) is an algorithm control parameter used to control the perturbation size in the mutation operator and improve algorithm convergence.

The crossover operation generates trial vectors ( $X''_i$ ) by mixing the parameters of the mutant vectors with the target vectors ( $X_i$ ), according to a selected probability distribution.

$$X''_{j,i} = \begin{cases} X'_{j,i}, & \text{if } \eta'_j \leq C_R \text{ or } j = q \\ X_{j,i}, & \text{otherwise} \end{cases} \quad (10)$$

where  $i = 1, \dots, N_p$  and  $j = 1, \dots, D$ ;  $q$  is a randomly chosen index  $\in \{1, \dots, N_p\}$  that guarantees that the trial vector gets at least one parameter from the mutant vector;  $\eta'_j$  is a uniformly distributed random number within  $[0, 1]$  generated anew for each value of  $j$ . Crossover constant  $C_R$  is an algorithm control parameter that controls the diversity of the population and aids the algorithm to escape from local optima.  $X_{j,i}^{(G)}$ ,  $X'_{j,i}^{(G)}$  and  $X''_{j,i}^{(G)}$  are the  $j^{\text{th}}$  parameter of the  $i^{\text{th}}$  target vector, mutant vector, and trial vector at generation  $G$ , respectively.

Finally, the selection operator forms the population by choosing between the trial vectors and their predecessors (target vectors) those individuals that present a better fitness or are more optimal according to (11).

$$X_i^{(G+1)} = \begin{cases} X''_i & \text{if } f(X''_i) \leq f(X_i) \\ X_i & \text{otherwise} \end{cases}, \quad i = 1, \dots, N_p \quad (11)$$

This optimization process is repeated for several generations allowing individuals to improve their fitness as they explore the solution space in the search for optimal values.

#### A. Control Parameter Selection

The most common method used to select control parameters is parameter tuning. Parameter tuning adjusts the control parameters through experimentation until the best settings are determined. Good initial value ranges for strategy /rand/1/bin are  $F = [0.5, 0.6]$ ,  $C_R = [0.70, 0.90]$ ,  $N_p = [3D, 10D]$  where  $D$  is the dimension or number of control variables of the problem being solved [21].

In general, to avoid premature convergence of the DE algorithm, it is crucial that  $F$  be of sufficient magnitude to interact this selection pressure. On the other hand, the scaling factor  $F$  should not be chosen too large, since the number of function evaluations increases as  $F$  increases.

The crossover constant ( $C_R$ ) controls the diversity of the

population. Relatively high values of  $C_R$  result in higher diversity and improved convergence speed. However, beyond a certain threshold value, the convergence rate may decrease or the population may converge prematurely. On the other hand, small values of  $C_R$  increase the possibility that the algorithm stagnates in local minima.

The population size plays an important role in the algorithm convergence rate. Small population may cause a poor searching performance and stagnations in local minima. Large populations increase the possibility for finding optimal solutions at the expense of a large number of function evaluations.

#### B. Discrete Variable Handling

Although the canonical form of differential evolution solves optimization problems over continuous spaces, minor adjustments to the code allow DE to solve mixed integer optimization problems [22]. This is achieved with the use of an operator that rounds the variable to the nearest integer value, when the value lies between two integer values. This operator (12) is included after the initialization (8) and mutation process (9).

$$X_{1, \dots, D} = [Y_{1, \dots, k}, \text{round}(Z_{k+1, \dots, D})]^T \quad (12)$$

where  $X$  is the  $D$  dimensional parameter vector,  $Y$  the  $k$  dimensional vector of continuous parameters and  $Z$  the vector of  $(D - k)$  discrete parameters.

Discrete variables with fixed step sizes  $\Delta$  between consecutive values can easily be converted from integer values to discrete values with (13).

$$Z_i = n \times \Delta + Z_i^{\min}, \quad i = 1, \dots, (D - k) \quad (13)$$

where  $n$  is an integer in the range  $[0, n^{\max}]$ .

#### C. Constraint Handling

Since most evolutionary algorithms were originally conceived to solve unconstrained problems, several techniques have been developed that enable constraints. Michalewicz et al. [23] present a complete review of constrained optimization in evolutionary algorithms.

One strategy used is to generate and keep control variables in the feasible region [24]. This can be achieved by generating a new value within the feasible range whenever the variable violates the boundary limits (14).

$$X_{j,i}^{(0)} = X_j^{\min} + \eta_j (X_j^{\max} - X_j^{\min}) \quad (14)$$

Penalty functions modify the objective function providing information of the feasible/infeasible region and penalizing the fitness whenever the solution contains parameters that do not satisfy the constraints. Penalty functions can be implemented with static, dynamic, annealing or adaptive techniques [23]-[25].



## V. CASE STUDIES AND RESULTS

The proposed approach has been tested in the modified IEEE 30-bus test system with satisfactory results. The system consists of 6 generator buses, 21 load buses and 41 branches, which branches 6-9, 9-10, 4-12 and 27-28 are under-load changing transformers. The system data used in the analysis is obtained from [26].

In the case studies, buses 6, 17, 18 and 27 were selected for VAR compensation.

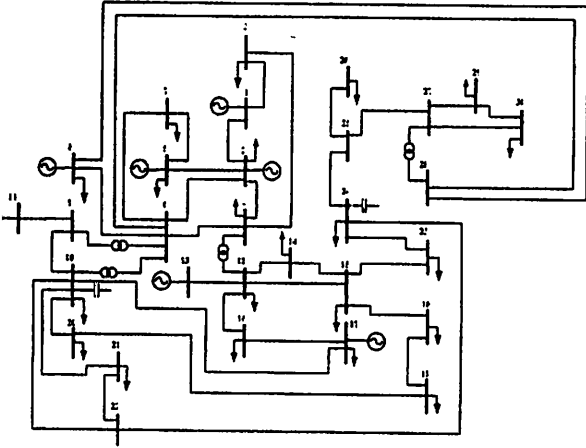


Fig. 1. IEEE 30-bus Test System

In this approach, the generator output voltages, the transformer tap settings and the capacity of the shunt capacitor banks are adjusted simultaneously to optimize the reactive power allocation. To test the capability of the algorithm for solving mixed discrete optimization problems, the transformers taps and shunt capacitor banks were modeled as discrete variables. The transformers taps steps were set to 0.25 with 4 steps over and 4 steps under 1.0 pu. Capacitor banks were chosen to be of 0.3 MVAR from 0 to 30 MVAR. The powerflow algorithm used was the Full Newton-Raphson in Matpower 3.0 [27]. The limits of the control variables given in Table I.

TABLE I  
VARIABLE LIMITS (P.U.)

Bus	1	2	5	8	11	13
$V_i$	0.596	0.48	0.6	0.53	0.15	0.155
$T$	-0.298	-0.24	-0.3	-0.265	-0.075	-0.078
$Q_c$	$V_i^{min}$	$T^{max}$	$T^{min}$	$Q_c^{max}$	$Q_c^{min}$	
Bus	0.95	1.1	0.9	0.3	0	

Four cases were analyzed using the proposed approach. The first case is of light loads, whose loads and initial real power generations, except for the generation at slack bus, are the same as those in [26]. In the second case, the loads and initial power generations are 150% higher than the original case. The third case is of heavy loads, whose loads and initial real power generations are twice as those of Case 1. The fourth case has two level load periods, one light load period having

the same loads as those in the original case, and one heavy load period having the same loads as those in Case 3.

The initial generator bus voltages and transformer taps were set to 1.0 p.u. The total load, initial generation and power losses for the case studies are given in Table II. The limit-violating quantities for these cases are given in Table III. In Case 2 and 3, because of heavy loads, almost all reactive power generations and bus voltages violate their limits.

TABLE II  
INITIAL GENERATION AND POWER LOSSES (P.U.)

	$P_{load}$	$Q_{load}$	$P_G$	$Q_G$	$P_{loss}$	$Q_{loss}$
Case 1	2.834	1.262	2.894	1.1381	0.06	0.2597
Case 2	4.251	1.893	4.3954	2.1593	0.1444	0.6329
Case 3	5.668	2.524	5.9466	3.4119	0.2786	1.2354

Differential Evolution solves this highly nonlinear, mixed-integer, multi-objective optimization problem. For each approach 50 independent runs were made using the best suited control parameters. These control parameters (scaling factor, crossover constant and population size) were determined via parameter tuning. All runs were limited to a maximum of 2000 iterations.

The optimal results are given in Table A.1. All state variables are regulated back into their limits. In Case 4, two sets of control variables are obtained, one for each load level period. The DE algorithm subroutine has to run twice for finding two different set of control parameters, incrementing the computational time spent in the case.

TABLE III  
LIMIT - VIOLATING VARIABLES (P.U.)

Case 1						
Bus	24	26	29	30	Bus	8
$V_i$	0.94997	0.93155	0.93889	0.92658	$Q_c$	61.47
Case 2						
Bus	10	14	15	16	17	18
$V_i$	0.94551	0.93725	0.92965	0.91206	0.93613	0.91457
Bus	19	20	21	22	23	24
$V_i$	0.91101	0.91827	0.92438	0.92517	0.91256	0.90408
Bus	25	26	27	29	30	
$V_i$	0.90766	0.87741	0.92411	0.89028	0.87037	
Bus	1	5	8	11	13	
$Q_c$	-31.963	68.813	104.63	16.777	27.875	
Case 3						
Bus	10	12	14	15	16	17
$V_i$	0.90803	0.9396	0.90364	0.89153	0.9083	0.89651
Bus	18	19	20	21	22	23
$V_i$	0.86806	0.86177	0.87135	0.87802	0.87905	0.86436
Bus	24	25	26	27	29	30
$V_i$	0.84836	0.85357	0.80979	0.87849	0.82725	0.7978
Bus	1	2	5	8	11	13
$Q_c$	-37.621	54.174	97.635	154.27	28.378	44.333

TABLE IV  
CONTROL PARAMETERS OF THE DE ALGORITHM

$F$	$C_R$	$N_P$	Max. Iter.	Penalty Parameters		
				$\mu_1$	$\mu_2$	$\mu_3$
0.6	0.9	40	2000	1.00E+05	1.00E+06	1.00E+06

Due to the installation costs is only accounted in the heavy load period, the reactive power sources used in the light load period do not induce any costs. Therefore, in the light load period, there are some reactive power generations from reactive power sources that are previously installed for the heavy load periods. As a direct consequence of that, the real power loss in this period is lower than the corresponding value in Case 1.

The results obtained by means the Differential Evolution approach were compared with those obtained by means another evolutionary computation technique, Evolutionary Programming [9].

TABLE V  
COMPARISON OF RESULTS

Variables	Case 1		Case 3	
	EP [9]	DE	EP [9]	DE
$V_1$	1.05	1.05	1.05	1.05
$V_2$	1.044	1.044	1.022	1.022
$V_3$	1.023	1.023	0.973	0.972
$V_4$	1.025	1.025	0.959	0.962
$V_{11}$	1.05	1.05	1.05	1.045
$V_{13}$	1.05	1.05	1.05	1.05
$T_{6-9}$	1.05	1.05	0.95	0.975
$T_{8-10}$	0.9	0.9	0.9	0.9
$T_{1-12}$	0.975	0.975	0.9	0.925
$T_{23-27}$	0.95	0.95	0.9	0.95
$Q_{c1}$	0	0	0.198	0.069
$Q_{c2}$	0	0	0.229	0.297
$Q_{c3}$	0	0	0.133	0.15
$Q_{c4}$	0	0	0.196	0.297
$P_G$	2.886	2.886	5.901	5.9
$Q_G$	0.926	1.097	2.204	2.25
$P_{loss}$	0.052	0.052	0.233	0.232
$Q_{loss}$	-0.336	0.258	0.436	0.989
Objective Function	2.7148E+06	2.7148E+06	1.4507E+07	1.4657E+07

As shown in Table V, similar results were obtained by both approaches for the Case 1. DE adjusted the voltages magnitudes of all PV buses and transformers tap settings such that the total losses decreased from 6.0 MW to 5.171 MW achieving a reduction of 0.829 MW, which traduces in an annual energy costs savings of \$435,722.4.

In Case 2, because of the adjustment of the voltage magnitudes in the PV buses and the transformers, the total annual losses are reduced in 1.58 MW, from 14.44 MW to

12.86 MW, which corresponds to an annual energy costs savings of \$830,448.0.

In Case 3, the Differential Evolution approach adjusted the voltages magnitudes of all PV buses, transformers taps settings and adjustable shunt capacitor banks such that the total losses decrease from 27.86 MW to 23.24 MW, achieving a reduction of 4.64 MW, which corresponds to an annual energy costs savings of \$2,438,784.0. Due to the solution obtained by [9] become unfeasible (the solution may produce violations on the bus voltage magnitude at bus 7 and on the reactive power generated by the machines connected to buses 2, 5 and 8), no proper comparison could be made for this case.

In Case 4B, the reduction in system losses obtained was similar to the obtained in Case 3. However, in Case 4A, due to the allocation of the reactive power sources accomplished in Case 4B, the real power losses in this period are lower than the corresponding value in Case 1. The annual energy costs savings achieved in this case was of \$1,461,168.0.

Table VI provides the statistical results for the case studies based on 50 independent runs of the DE algorithm. In this table *BSF* and *WSF* refer to best solution and worst solution found, respectively. Is interesting to note that, in the cases that involve light load periods, the variability of the results obtained by DE are minimal. However, in cases that involve heavy load periods, such as Case 3 and Case 4B, the results vary slightly from one run to another, reducing the successful rate of the algorithm for obtaining the best solution found.

TABLE VI  
STATISTICAL RESULTS BASED ON 50 INDEPENDENT RUNS

	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4A	Case 4B
Average	2.71E+06	6.76E+06	1.47E+07	1.33E+06	8.57E+06
Median	2.71E+06	6.76E+06	1.47E+07	1.33E+06	8.57E+06
Mode	2.71E+06	6.76E+06	1.47E+07	1.33E+06	8.57E+06
Standard Deviation	6.46E-09	1.02E-06	1.24E+04	3.16E-09	1.25E+04
SR	100%	100%	66%	100%	73%
BSF	2.71E+06	6.76E+06	1.47E+07	1.33E+06	8.55E+06
WSF	2.71E+06	6.76E+06	1.47E+07	1.33E+06	8.60E+06

Figure 2 shows the convergence rate of the algorithm for the best values founded in all case studies. Note that the objective function is improved rapidly in a few iterations. Further improvements in the objective function, requires a large number of iteration, which implies a considerable drop in the rate of convergence of the DE algorithm.

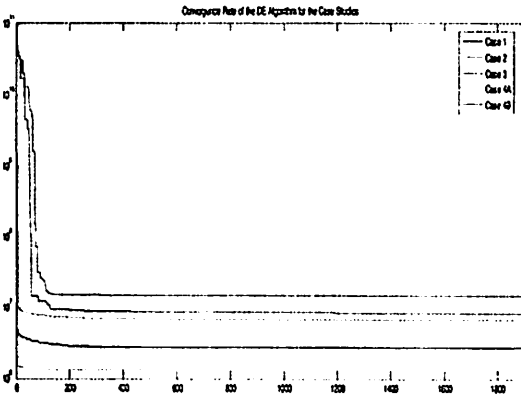


Fig. 2. Convergence Rate of the DE Algorithm for the Case Studies

## VI. CONCLUSIONS

In this work we used the Differential Evolution algorithm to solve the reactive power planning problem (RPP), which intends to properly allocate reactive power sources in order to maintain a secure voltage profile across the system, while other operational constraints are satisfied simultaneously.

The allocation of the reactive power (sizing process) is inherently a mixed discrete optimization problem when transformer taps and capacitor banks are modeled as discrete variables. DE was capable of solving the RPP problem successfully for the case studies, providing a considerable reduction in the system losses and an improvement on the voltage profile over the system. The results obtained proved that the DE algorithm is appropriate for solving highly nonlinear mixed-integer optimization problems.

## VII. APPENDIX

TABLE A.1  
OPTIMAL RESULTS FOR THE CASE STUDIES

Generator Bus Voltages, p.u.					
Bus	1	2	5	8	11
Case 1	1.05	1.04384	1.02293	1.02496	1.05
Case 2	1.05	1.03518	1.01015	0.98257	1.04895
Case 3	1.05	1.02182	0.97230	0.96159	1.04548
Case 4A	1.05	1.04449	1.02439	1.02617	1.05
Case 4B	1.05	1.02181	0.97228	0.96154	1.04543
Transformers tap-settings, p.u.					
Branch	(6,9)	(6,10)	(4,12)	(28,27)	
Case 1	1.050	0.900	0.975	0.950	
Case 2	0.975	0.900	0.925	0.900	
Case 3	0.975	0.900	0.925	0.950	
Case 4A	1.075	0.900	0.975	0.975	
Case 4B	0.975	0.900	0.925	0.950	
Reactive power source installations, p.u.					
Bus	6	17	18	27	
Case 1	0.000	0.000	0.000	0.000	
Case 2	0.000	0.000	0.000	0.000	
Case 3	0.069	0.297	0.150	0.297	
Case 4A	0.060	0.075	0.060	0.060	
Case 4B	0.072	0.300	0.147	0.294	
Power generation and losses, p.u.					
	$P_G$	$Q_G$	$P_{loss}$	$Q_{loss}$	
Case 1	2.8857	1.0972	0.0517	0.2583	
Case 2	4.3796	2.0521	0.1286	0.5645	
Case 3	5.9004	2.2500	0.2324	0.9889	
Case 4A	2.8848	0.8231	0.0508	0.2636	
Case 4B	5.9004	2.2513	0.2324	0.9889	
Optimization results					
Case 1	Case 2	Case 3	Case 4A	Case 4B	
2,714,769.16	6,758,334.56	14,656,565.57	1,333,991.06	8,550,327.47	

## VIII. REFERENCES

- [1] T. Gómez, I. J. Pérez-Arriaga, J. Lumbrenas, and V. M. Parra, "A Security-Constrained Decomposition Approach to Optimal Reactive Power Planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 3, pp. 1069-1076, August 1991.
- [2] A. Venkataramana, J. Carr, and R. S. Ramshaw, "Optimal reactive power allocation," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PWR-2, no. 1, pp. 138-144, February 1987.
- [3] K. Iba, H. Suzuki, K. I. Suzuki, and K. Suzuki, "Practical reactive power allocation/operation planning using successive linear programming," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 2, pp. 558-566, May 1988.
- [4] K. Aoki, M. Fan, and A. Nishikori, "Optimal VAR planning by approximation method for recursive mixed-integer linear programming," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 4, pp. 1741-1747, November 1988.
- [5] G. Opoku, "Optimal Power Systems VAR Planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 1, pp. 53-60, February 1990.
- [6] J. A. Momoh and J. Zhu, "A New Approach to VAR Pricing and Control in the Competitive Environment," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 1, pp. 541-548, February 1998.
- [7] D. Chattopadhyay, K. Bhattacharya, and J. Parikh, "Optimal Reactive Power Planning and Its Spot Pricing: An Integrated Approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 4, pp. 2014-2020, November 1995.
- [8] J. T. Ma and L. L. Lai, "Evolutionary Programming Approach to Reactive Power Planning," *IEEE Proceeding on Generation, Transmission and Distribution*, vol. 143, no. 4, pp. 365-370, July 1996.
- [9] L. L. Lai and J. T. Ma, "Application of Evolutionary Programming to Reactive Power Planning - Comparison with Nonlinear Programming Approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 1, pp. 198-206, February 1997.
- [10] L. L. Lai and J. T. Ma, "Practical Application of Evolutionary Computing to Reactive Power Planning," *IEEE Proceeding on Generation, Transmission and Distribution*, vol. 145, no. 6, pp. 753-758, November 1998.
- [11] K. Y. Lee and Y. M. Park, "Optimization Method for Reactive Power Planning by Using a Modified Simple Genetic Algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 4, pp. 1843-1850, November 1995.
- [12] K. Y. Lee and F. Yang, "Optimal Reactive Power Planning Using Evolutionary Algorithms: A Comparative Study for Evolutionary Programming, Evolution Strategies, Genetic Algorithms and Linear Programming," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 1, pp. 101-108, February 1998.
- [13] J. Z. Zhu, C. S. Chang, W. Yang, and G. Y. Xu, "Reactive Power Optimization Using an Analytic Hierarchical Process and Nonlinear Optimization Neural Network Approach," *IEEE Proceeding on Generation, Transmission and Distribution*, vol. 145, no. 1, pp. 89-97, 1998.
- [14] J. R. Mantovani, S. A. Modesto, and A. V. Garcia, "VAR Planning Using Genetic Algorithm and Linear Programming," *IEEE Proceeding on Generation, Transmission and Distribution*, vol. 148, no. 3, pp. 257-262, May 2001.
- [15] K. Nara and H. Hu, "A Reactive Power Resource Planning Method by Tabu Search in Competitive Markets," *Proceedings of the 2000 International Conference on Power Systems Technology*, pp. 1089-1094, December 2000.
- [16] Y. L. Chen and Y. L. Ke, "Multi-Objective VAR Planning for Large-Scale Power Systems Using Projection-Based Two-Layer Simulated Annealing Algorithms," *IEEE Proceeding on Generation, Transmission and Distribution*, vol. 151, no. 4, pp. 555-560, July 2004.
- [17] F. Li, J. D. Pilgrim, C. Dabeedin, A. Chebbo, et al., "Genetic Algorithms for Optimal Reactive Power Compensation on the National Grid System," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 1, pp. 493-499, February 2005.
- [18] K. Price, "Differential Evolution: A Fast and Simple Numerical Optimizer," *Biennial Conference of the North American Fuzzy Information Processing Society. NAFIPS 19-22 Jun 1996*, pp. 524-527.
- [19] R. Storm, "On the Usage of Differential Evolution for Function Optimization," *Biennial Conference of the North American Fuzzy Information Processing Society. NAFIPS. 19-22 Jun 1996*, pp. 519-523.
- [20] R. Storm, K. Price, "Differential Evolution - A simple and efficient adaptive scheme for global optimization over continuous spaces," [Online]. *Journal of Global Optimization*, vol. 11, Dordrecht, pp. 341-359, 1997.
- [21] R. Gamperle, S. Muller, P. Koumoutsakos, "A Parameter Study for Differential Evolution," *Advances in Intelligent Systems, Fuzzy Systems, Evolutionary Computation*, WSEAS Press, pp. 293-298, 2002. Document available at: <http://www.icos.ethz.ch/research/wseas02.pdf>
- [22] Y. Lin, F. Wang, K. Hwang, "A hybrid method of evolutionary algorithms for mixed-integer nonlinear optimization problems," *Proceeding 1999 Congress on Evolutionary Computation*, Vol. 3, pp. 2159-2166, July 1999.
- [23] Z. Michalewicz, M. Schoenauer, "Evolutionary Algorithms for Constrained Optimization Problems," *Evolutionary Computation*, Vol. 4, No. 1, pp. 1-32, 1996.
- [24] J. Lampinen, "A constraint Handling Approach for the Differential Evolution Algorithm," *Evolutionary Computation*, 2002. CEC '02. Proceedings of the 2002 Congress on, Volume: 2, 2002.
- [25] J. Kim, H. Myung, "Evolutionary Programming Techniques for Constrained Optimization Problems," *IEEE Trans. on Evolutionary Computation*, Vol. 1, No. 2, pp. 129-140, July 1997.
- [26] K. Lee, Y. Park, J. Ortiz, "A United Approach to Optimal Real and Reactive Power Dispatch," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, No. 5, pp. 1147-1153, May 1985.
- [27] R. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, D. Gan, *Matpower 3.0*, Power Engineering Research Center (PSERC), Feb. 2005. Document available at: <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>

## IX. BIOGRAPHIES

A. A. Cuervo-Reyna received his B.S. degree in Electromechanical Engineering from the Pontificia Universidad Católica Madre y Maestra of Santiago, Dominican Republic in 2000. He recently got his M.S. degree in Electrical Engineering from the University of Puerto Rico at Mayagüez. Mr. Cuervo has accumulated over 5 years of employment experience in the design, construction and maintenance of electric power distribution networks for residential, commercial and industrial customers. His research interests include power system operation and control, electricity markets, and evolutionary computation techniques.

J. R. Cedeño-Maldonado received the B.S.E.E. degree from the University of Puerto Rico at Mayagüez in 1991. He also received the M.S. and Ph.D. degrees in Electrical Engineering from the Ohio State University in 1996 and 2002, respectively. From 1991 to 1993 he worked at the Planning and Research Division of the Puerto Rico Electric Power Authority, and was also part-time instructor at the Polytechnic University of Puerto Rico. He is currently an Associate Professor of Electrical Engineering at the University of Puerto Rico-Mayagüez Campus. His research interests include power system operation and control, distribution systems, and evolutionary computation techniques. Dr. Cedeño is a registered Professional Engineer in Puerto Rico.

# APPENDIX: IEEE 30-BUS SYSTEM DATA

TABLE A.I  
BUS DATA

Bus	Type	MW	MVAR	Vmax	Vmin
1	Slack	0	0	1.06	0.94
2	PV	43.4	25.4	1.06	0.94
3	PQ	4.8	2.4	1.06	0.94
4	PQ	15.2	3.2	1.06	0.94
5	PV	188.4	38	1.06	0.94
6	PQ	0	0	1.06	0.94
7	PQ	45.6	21.8	1.06	0.94
8	PV	60	60	1.06	0.94
9	PQ	0	0	1.06	0.94
10	PQ	11.6	4	1.06	0.94
11	PV	0	0	1.06	0.94
12	PQ	22.4	15	1.06	0.94
13	PV	0	0	1.06	0.94
14	PQ	12.4	3.2	1.06	0.94
15	PQ	16.4	5	1.06	0.94
16	PQ	7	3.6	1.06	0.94
17	PQ	18	11.6	1.06	0.94
18	PQ	6.4	1.8	1.06	0.94
19	PQ	19	6.8	1.06	0.94
20	PQ	4.4	1.4	1.06	0.94
21	PQ	35	22.4	1.06	0.94
22	PQ	0	0	1.06	0.94
23	PQ	6.4	3.2	1.06	0.94
24	PQ	17.4	13.4	1.06	0.94
25	PQ	0	0	1.06	0.94
26	PQ	7	4.6	1.06	0.94
27	PQ	0	0	1.06	0.94
28	PQ	0	0	1.06	0.94
29	PQ	4.8	1.8	1.06	0.94
30	PQ	21.2	3.8	1.06	0.94

TABLE A.II  
BRANCH DATA

From Bus	To Bus	R	X	B
1	2	0.0192	0.0575	0.0264
1	3	0.0452	0.1852	0.0204
2	4	0.0570	0.1737	0.0184
3	4	0.0132	0.0379	0.0042
2	5	0.0472	0.1983	0.0209
2	6	0.0581	0.1763	0.0187
4	6	0.0119	0.0414	0.0045
5	7	0.0460	0.1160	0.0102
6	7	0.0267	0.0820	0.0085
6	8	0.0120	0.0420	0.0045
6	9	0.0000	0.2080	0.0000
6	10	0.0000	0.5560	0.0000
9	11	0.0000	0.2080	0.0000

9	10	0.0000	0.1100	0.0000
4	12	0.0000	0.2360	0.0000
12	13	0.0000	0.1400	0.0000
12	14	0.1231	0.2559	0.0000
12	15	0.0662	0.1304	0.0000
12	16	0.0945	0.1987	0.0000
14	15	0.2210	0.1997	0.0000
16	17	0.0824	0.1932	0.0000
15	18	0.1070	0.2185	0.0000
18	19	0.0639	0.1292	0.0000
19	20	0.0340	0.0680	0.0000
10	20	0.0936	0.2090	0.0000
10	17	0.0324	0.0845	0.0000
10	21	0.0348	0.0749	0.0000
10	22	0.0727	0.1499	0.0000
21	22	0.0116	0.0236	0.0000
15	23	0.1000	0.2020	0.0000
22	24	0.1150	0.1790	0.0000
23	24	0.1320	0.2700	0.0000
24	25	0.1885	0.3292	0.0000
25	26	0.2544	0.3800	0.0000
25	27	0.1093	0.2087	0.0000
28	27	0.0000	0.3960	0.0000
27	29	0.2198	0.4153	0.0000
27	30	0.3202	0.6027	0.0000
29	30	0.2399	0.4533	0.0000
8	28	0.0636	0.2000	0.0214
6	28	0.0169	0.0599	0.0065

TABLE A.III  
TRANSFORMER TAP SETTING DATA

Transformer	From Bus	To Bus	Minimum Tap	Maximum Tap
$T_{6-9}$	6	9	0.9	1.1
$T_{6-10}$	6	10	0.9	1.1
$T_{4-12}$	4	12	0.9	1.1
$T_{28-27}$	28	27	0.9	1.1

TABLE A.IV  
INSTALLED SHUNT CAPACITOR BANKS

Transformer	At Bus	Size (MVAR)
$QC_{10}$	10	10
$QC_{24}$	24	4.3

TABLE A.V  
PROPOSED SHUNT CAPACITOR BANKS

Transformer	At Bus	Minimum Size (MVAR)	Maximum Size (MVAR)
$QC_{23}$	23	0	30
$QC_{26}$	26	0	30
$QC_{29}$	29	0	30
$QC_{30}$	30	0	30